

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

INGENIERÍA INDUSTRIAL

Mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico.  
Propuestas de mejora.

**AUTOR:** Dña. Elisa María Justo Rojas

**DIRECTOR:** D. Fernando Soto Martos

Leganés, 18 de Junio de 2013





## Agradecimientos

*A Fernando Soto, por brindarme la posibilidad de hacer este proyecto con él y sin cuya ayuda no habría sido posible.*

*A mi familia, por su apoyo incondicional.*

*A todos aquellos, que de alguna manera han contribuido a lo largo de estos años.*



## Resumen

En general, el modelo de mercado eléctrico español y la regulación han fomentado la garantía de suministro de energía eléctrica y su calidad, no obstante la mayor parte del diseño del mismo responde al contexto energético que existía en 1998.

En los últimos años se han registrado una serie de cambios importantes que han modificado el escenario y el funcionamiento del mercado eléctrico, como son una importante penetración de las energías renovables no gestionables, la incorporación en el mercado de la energía producida con carbón a precio regulado, la disminución de la demanda o la desaparición de la figura del distribuidor como agente suministrador de electricidad entre otros.

Por todo ello, a diferencia de lo que ocurría al comienzo del funcionamiento del mercado de electricidad, la programación de la generación que resulta del mercado diario dista cada vez más de la programación que resulta al final del día y en consecuencia, existe una necesidad de una mayor utilización de los servicios de ajuste.

En el presente proyecto se estudian los servicios de ajuste del sistema eléctrico español para entender su funcionamiento, además se realiza un análisis de los mismos en el periodo 2011/2012 para identificar aspectos a mejorar y evaluar su impacto en el coste que supone su uso a los consumidores. Finalmente, se propondrán propuestas de mejora con el objeto de mitigar los posibles efectos negativos que se hayan identificado.



# Índice general

<b>1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>2. Objetivos.....</b>	<b>2</b>
<b>3. Marco regulatorio del sistema eléctrico español.....</b>	<b>3</b>
3.1. Funciones de regulación en el sector eléctrico español. ....	4
<b>4. El sistema eléctrico español .....</b>	<b>6</b>
4.1. El recorrido de la energía eléctrica: ¿Cómo funciona un sistema eléctrico? .....	6
4.2. ¿Cómo se produce la electricidad? .....	7
4.3. Equilibrio generación-demanda de energía eléctrica.....	9
4.4. El papel de las interconexiones internacionales.....	11
<b>5. El mercado eléctrico español. ....</b>	<b>13</b>
5.1. Hacia el Mercado Interior de la Energía.....	13
5.2. El Mercado Ibérico de la Electricidad.....	14
5.3. Estructura actual del mercado mayorista de electricidad.....	15
5.3.1. Los contratos bilaterales físicos.....	16
5.3.2. Mercado diario.....	16
5.3.3. Mercados intradiarios. ....	18
<b>6. Los servicios de ajuste del sistema eléctrico español. ....</b>	<b>19</b>
<b>6.1. Resolución de restricciones por garantía de suministro. ....</b>	<b>21</b>
6.1.1. Fase I: Solución de restricciones por Garantía de suministro.....	23
6.1.2. Fase II: Reequilibrio generación-demanda asociado a la solución por restricciones por garantía de suministro. ....	24
6.1.3. Participación en los servicios de ajuste del sistema.....	25
6.1.4. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por garantía de suministro.....	25
<b>6.2. Resolución de restricciones técnicas. ....</b>	<b>27</b>
6.2.1. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por subtensiones.....	33
6.2.2. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por sobrecargas. Caso a. ....	35
6.2.3. Resolución de restricciones por sobrecargas. Caso b. ....	38
6.2.4. Resolución de restricciones por limitación en la capacidad de evacuación. Utilización de teledisparos. ....	42
6.2.5. Resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).....	45
6.2.6. Ejemplo proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.....	48
6.2.7. Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario (MI).....	51
6.2.8. Solución de restricciones técnicas en tiempo real (TR).....	52
<b>6.3. Servicios complementarios. ....</b>	<b>53</b>
6.3.1. Reserva de potencia adicional a subir.....	55
6.3.1.1. Proceso de contratación de la reserva de potencia adicional a subir. ....	57
6.3.1.2. Ejemplo práctico de contratación de reserva de potencia adicional a subir. ....	59
6.3.2. Regulación primaria.....	61
6.3.3. Regulación Secundaria. ....	64
6.3.3.1. Descripción del proceso de asignación del servicio de regulación secundaria.....	67

6.3.4. Regulación terciaria .....	73
6.3.4.2. Descripción del proceso de asignación del servicio de regulación terciaria.....	77
6.3.4.2. Ejemplo práctico de asignación de ofertas de regulación terciaria.....	82
6.3.5. Control de tensión.....	85
<b>6.4. Gestión de desvíos.....</b>	<b>86</b>
6.4.1. Proceso de asignación de gestión desvíos .....	87
<b>7. El precio de la energía eléctrica.....</b>	<b>90</b>
<b>7.1. Suministro de energía eléctrica en el mercado liberalizado. ....</b>	<b>90</b>
7.1.1. Suministro a través de una empresa comercializadora. ....	90
7.1.2. Como consumidores directos en el mercado. ....	91
<b>7.2. Suministro de último recurso. ....</b>	<b>92</b>
<b>7.3. Coste de adquisición de la energía. ....</b>	<b>92</b>
7.3.1. Contrato Bilateral físico.....	93
7.3.2. Mercado Diario o mercado mayorista. ....	93
<b>8. Servicios de ajuste de la operación del Sistema Eléctrico 2011/2012.....</b>	<b>95</b>
<b>8.1. Análisis. ....</b>	<b>99</b>
8.1.1. Garantía de suministro. ....	99
8.1.2. Reserva de potencia adicional a subir.....	102
8.1.3. Resolución de restricciones técnicas en PBF.....	104
8.1.4. Restricciones en tiempo real. ....	106
8.1.5. Banda de regulación secundaria. ....	110
8.1.6. Gestión de desvíos y uso de regulación terciaria.....	112
<b>8.2. Propuestas de mejora.....</b>	<b>115</b>
8.2.1. Impacto del mecanismo de Resolución de restricciones técnicas en el funcionamiento del mercado eléctrico. ....	115
8.2.2. Uso y coste del servicio de resolución de restricciones técnicas.....	116
8.2.2.1. Propuestas de mejora para reducir el uso del servicio de resolución de restricciones técnicas.....	116
8.2.2.2. Propuestas de mejora para reducir el precio de las ofertas de restricciones técnicas. ....	117
8.2.3. Programación de reserva de potencia adicional, uso de energía de regulación y gestión de desvíos. ....	120
<b>9. Conclusiones.....</b>	<b>123</b>
<b>10. Presupuesto. ....</b>	<b>124</b>
<b>11. Bibliografía.....</b>	<b>125</b>
<b>Glosario.....</b>	<b>128</b>

# Índice de figuras

Figura 3.1. Principales actividades del sector eléctrico.....	3
Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico peninsular español.....	6
Figura 4.2. ¿Cómo se produce la electricidad?.....	7
Figura 4.3. Potencia instalada en el Sistema Peninsular.....	8
Figura 4.4. Cobertura de la demanda anual en el año 2012.....	8
Figura 4.5. Estacionalidad mensual/anual de la demanda horaria.....	9
Figura 4.6. Equilibrio Producción-Demanda.....	9
Figura 4.7. Demanda de energía eléctrica en tiempo real. ....	10
Figura 4.8. Mapa esquemático de la capacidad de intercambio. ....	12
Figura 5.1. Mercados regionales europeos. ....	13
Figura 5.2. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario. ....	17
Figura 6.1. Proceso de programación de la operación.....	20
Figura 6.2. Programación del mercado de producción.....	20
Figura 6.3. Proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.....	23
Figura 6.4. Ejemplo restricciones por subtensiones (I).....	33
Figura 6.5. Ejemplo de restricciones por subtensiones (II). ....	34
Figura 6.6. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (I): Funcionamiento sin fallo.....	35
Figura 6.7. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (II): Restricción identificada. ....	36
Figura 6.8. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (III). Solución.....	37
Figura 6.9. Ejemplo sobrecargas por limitación en la evacuación de generación (I)....	38
Figura 6.10. Ejemplo de sobrecargas limitación en la evacuación de generación(II). ...	39
Figura 6.11. Ejemplo de sobrecargas limitación en la evacuación de generación(III): Resultado de la limitación. ....	41
Figura 6.12. Ejemplo de aplicación de teledisparo (I).....	43
Figura 6.13. Proceso de resolución de restricciones: FASE I y FASE II. ....	47
Figura 6.14. Esquema ejemplo subtensión en nudo N. ....	48
Figura 6.15. Ejemplo ilustrativo de equilibrio generación-demanda vs frecuencia. ....	54
Figura 6.16. Asignación de ofertas de reserva de potencia. ....	58
Figura 6.17. Regulación jerarquizada. RCP. ....	65
Figura 6.18. Requerimientos horarios de banda de Regulación Secundaria (MW). ....	68
Figura 6.19. Asignación y precio marginal de banda de regulación secundaria. ....	70

Figura 6.20. Diagrama de funcionamiento del mercado de regulación secundaria.....	72
Figura 6.21. Determinación del precio marginal de utilización de energía secundaria..	73
Figura 6.22. Redespacho de regulación terciaria.....	79
Figura 6.23. Redespacho de energía de regulación terciaria a subir. ....	80
Figura 6.24. Diagrama de funcionamiento del mercado de regulación terciaria.....	81
Figura 6.25. Asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria en un periodo H.	83
Figura 6.26. Representación gráfica de las asignaciones del caso A. ....	84
Figura 6.27. Representación gráfica de las asignaciones del caso B.....	85
Figura 6.28. Asignación de energía de gestión de desvíos a subir. ....	88
Figura 6.29. Asignación de energía de gestión de desvíos a bajar. ....	88
Figura 6.30. Proceso de gestión de desvíos. ....	89
Figura 7.1. Componentes del precio final de la energía a través de comercializadora, sin impuestos.....	91
Figura 7.2. Componentes del precio final de la energía para un consumidor directo, sin impuestos.....	92
Figura 7.3. Componentes del precio final de la energía para suministro de último recurso. ....	92
Figura 7.4. Adquisición de la energía en el mercado de producción.....	93
Figura 8.1. Componentes del precio final medio en los años 2011 (a) y 2012 (b).....	98
Figura 8.2. Evolución de la participación en los mercados intradiarios de las empresas independientes de los grupos energéticos tradicionales. ....	100
Figura 8.4. Programación mensual en PBF y en Restricciones GdS.....	101
Figura 8.5. Evolución de la asignación de reserva de potencia adicional a subir. ....	102
Figura 8.6. Mecanismo de RSI frente a reserva de potencia adicional a subir.....	104
Figura 8.7. Coste mensual de restricciones técnicas al PBF. ....	104
Figura 8.8. Evolución de la energía programada por Restricciones en tiempo real. ....	107
Figura 8.9. Evolución del importe de Restricciones en tiempo real.....	107
Figura 8.10. Evolución del coste unitario de Restricciones en tiempo real.....	108
Figura 8.11. Ofertas (€/MWh) de restricciones en tiempo real de ciclos combinados.	108
Figura 8.12. Coste unitario soportado por la demanda por restricciones técnicas (€/MWh). ....	110
Figura 8.13. Energía neta de gestión de desvíos, regulación terciaria y regulación secundaria (MWh). ....	112
Figura 8.14. Energía de gestión de desvíos y regulación terciaria por tecnología. ....	113



# Índice de tablas

Tabla 6.1. Centrales eléctricas que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (ANEXO II RD 134). .....	22
Tabla 6.2. Datos de partida del ejemplo de resolución de restricciones por garantía de suministro. ....	26
Tabla 6.3. Resumen de resultados del ejemplo de resolución de restricciones por garantía de suministro. ....	26
Tabla 6.4. Tensiones en los nudos de la red de transporte. ....	28
Tabla 6.5. Límites térmicos estacionales que definen la capacidad de transporte. ....	28
Tabla 6.6. Tabla resumen de los criterios de funcionamiento y seguridad. ....	29
Tabla 6.7. Datos de partida ejemplo de resolución de restricciones del PBF. ....	48
Tabla 6.8. Programa generadores X,Y,Z en PBF. ....	49
Tabla 6.9. Datos técnicos y oferta de energía a subir por restricciones. ....	49
Tabla 6.10. Solución restricción técnica. Subtensiones en nudo N. ....	49
Tabla 6.11. Programa generadores X,Y,Z en PBF. ....	50
Tabla 6.12. Solución restricción técnica. Sobrecarga. ....	50
Tabla 6.13. Resultados de resolución de restricciones técnicas nº 1 y nº 2. FASE I. ....	50
Tabla 6.14. Resultados finales proceso de resolución de restricciones FASE I y II. ....	51
Tabla 6.15. Características de unidades de programación. ....	59
Tabla 6.16. Programa UP G1. ....	59
Tabla 6.17. Programa UP G2. ....	59
Tabla 6.18. Ofertas de reserva de potencia adicional a subir para el periodo H11. ....	60
Tabla 6.19. Ejemplos de cinco zonas de regulación. ....	66
Tabla 6.20. Ejemplo de oferta de secundaria para una unidad de programación cualquiera A en un periodo de programación H. ....	69
Tabla 6.21. Ejemplo de asignación de regulación secundaria a subir y bajar. ....	70
Tabla 6.22. Unidades de generación con asignación de regulación secundaria. ....	74
Tabla 6.23. Niveles de reserva de regulación secundaria. ....	75
Tabla 6.24. Características del generador A. ....	76
Tabla 6.25. Reservas globales de regulación secundaria. ....	76
Tabla 6.26. Reservas globales de regulación terciaria. ....	76
Tabla 6.27. Ejemplo de oferta de terciaria para una unidad de programación A. ....	77
Tabla 6.28. Resumen de resultados de las asignaciones del caso A. ....	84
Tabla 6.29. Resumen de resultados de las asignaciones del caso B. ....	85

Tabla 7.1. Componentes del coste final medio de adquisición de la energía en el mercado, sin impuestos.....	94
Tabla 8.1. Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh) en 2011/2012.....	97
Tabla 8.2. Precios medios ponderados en los servicios de ajuste (€/MWh) en 2011/2012.....	97
Tabla 8.3. Evolución del precio horario final para la demanda nacional. ....	98
Tabla 8.4. Precios medios mensuales (€/MWh) en los mercados diario e intradiario España en 2011.....	100
Tabla 8.5. Precio medio mensual de la solución de restricciones técnicas del PBF (€/MWh).....	106
Tabla 8.6. Energía mensual del proceso de solución de restricciones técnicas del PBF (MWh).....	106
Tabla 8.7. Precio medio mensual de la solución de Restricciones en tiempo real (€/MWh).....	109
Tabla 8.8. Precios (€/MWh) máximo y mínimo diarios del proceso de restricciones en tiempo real. ....	109
Tabla 8.9. Precio medio mensual de banda de regulación secundaria (€/MW). ....	111
Tabla 8.10. Precio marginal de banda de Regulación Secundaria (€/MW). ....	111
Tabla 8.11. Precio medio mensual de gestión de desvíos a subir y bajar (€/MWh).....	114
Tabla 8.12. Precio medio mensual regulación terciaria a subir y bajar (€/MWh).....	114
Tabla 8.13. Precio medio mensual de desvíos medidos (€/MWh).....	114
Tabla 8.14. Clasificación y aplicación de FACTS. ....	117



## Índice de acrónimos

ATSOI:	Association of the Transmission System Operators of Ireland
BALTSO:	Baltic Transmission System Operators
CECOEL:	Centro de Control Eléctrico
CNC:	Comisión Nacional de la Competencia
CNE:	Comisión Nacional de Energía
ENTSO-E:	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESTO:	European Transmission System Operators
FACTS:	Flexible AC Transmission System
MIBEL:	Mercado Ibérico de Electricidad
MIE:	Mercado Interior Europeo de la energía
OMEL:	Operador del Mercado Eléctrico
OMIE:	Operador del Mercado Ibérico Español
PBF:	Programa Base de Funcionamiento
PDBF:	Programa Diario Base de Funcionamiento
PDVP:	Programa Diario Viable Provisional
PHO:	Programa Horario Operativo
PO:	Procedimiento de Operación
PVP:	Programa Viable Provisional
RCP:	Regulación Compartida Peninsular
REE:	Red Eléctrica de España
REN:	Rede Electrica Nacional
SEM:	Single Electricity Market
TSO:	Transmission System Operation
TUR:	Tarifa de Último Recurso
UCTE:	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UKTSOA:	UK Transmission System Operators Association



# 1. Introducción

Uno de los principales motores del desarrollo económico y de la transformación social es la energía, ya que se encuentra presente en todas las facetas de la actividad económica tanto de producción, como de consumo. El acceso a la energía es un pilar básico para el desarrollo económico y para la calidad de vida de las personas.

En relación con la energía eléctrica en los países desarrollados, en los que el acceso a la electricidad está garantizado, los desafíos del sector tienen que ver con la calidad, coste e impacto ambiental de esta energía. Por tanto la política energética debe tener en cuenta todos estos factores a la hora de valorar si cumple su finalidad, si lo hace de manera eficiente y si, además, se oferta a precios asequibles.

A día de hoy la energía eléctrica no se puede almacenar a gran escala, y es por ello que resulta imprescindible lograr un equilibrio entre la energía eléctrica generada y la demandada en cada instante.

Los servicios de ajuste gestionados por el operador del sistema, cuyo estudio es el núcleo de este proyecto, se encargan de adaptar los programas de producción resultantes de las contrataciones de energía del mercado diario a los requerimientos de la demanda en tiempo real, y garantizar así el mencionado equilibrio cumpliendo las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

Tras la introducción inicial que ocupa el presente capítulo, a continuación se presentarán los objetivos del presente PFC.

En los siguientes capítulos de esta memoria se van a presentar y describir:

- Capítulos 4 y 5: El Sistema Eléctrico Español y el funcionamiento del mercado eléctrico que da lugar a los programas de producción mencionados.
- Capítulo 6: Presentación en detalle, y con una dinámica didáctica, de los servicios de ajustes de la operación del sistema.
- Capítulo 7: Repercusión que tienen los servicios de ajuste en el precio final de la energía eléctrica, explicando para ello el origen del mismo.
- Capítulo 8: Presentación y análisis de los resultados de los servicios de ajustes relativos a los años 2011 y 2012. A la vista de los resultados obtenidos, se presentan, una serie de propuestas de mejora que aumenten la eficiencia de los servicios de ajustes de la operación del sistema.

Finalmente, se expondrán las principales conclusiones que se han extraído de la realización de este proyecto fin de carrera y la visión personal del trabajo desarrollado.



## 2. Objetivos.

Los objetivos del presente proyecto fin de carrera son:

- Exponer los servicios de ajustes del mercado eléctrico español, revisando sus reglas y procedimientos de operación para entender su funcionamiento.
- Realizar un análisis de los resultados del mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico en los años 2011 y 2012.
- Del análisis de resultados y de la regulación existente, se realizarán propuestas encaminadas a reducir el precio de dichos servicios.

### 3. Marco regulatorio del sistema eléctrico español.

A partir de 1998, comenzó en España un proceso de liberalización y apertura a la competencia del sector eléctrico dentro del marco regulatorio que constituye la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y que se ha llevado a cabo en varias etapas.

Antes del proceso de liberalización la actividad del sector estaba concentrada en empresas con importante *integración vertical*<sup>1</sup> y que ejercían monopolio en distintas regiones españolas. Como consecuencia de este proceso, se separaron (contable y jurídicamente) las actividades<sup>2</sup> reguladas (transporte y distribución) de las no reguladas o en libre competencia (generación y comercialización).

La generación y la comercialización constituyen actividades de libre mercado, sus precios vienen determinados por la ley de oferta y demanda de los mercados. El transporte y la distribución de electricidad son actividades reguladas, cuyos ingresos no vienen determinados a través de los precios del mercado sino que se determinan administrativamente y son revisados periódicamente.



Figura 3.1. Principales actividades del sector eléctrico.

Fuente: [39]

A pesar de esto las actividades liberalizadas también están supervisadas por parte de las autoridades de defensa de la competencia, las cuales velan por el funcionamiento del mercado competitivo.

La reforma legal del sector, llevada a cabo a través de la Ley 54/1997, consistió, en lo sustancial, en el intento de construir el sector eléctrico como un mercado libre donde las empresas puedan actuar en competencia. Es decir, se abandona la noción tradicional de servicio público y se adopta el principio de garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.

<sup>1</sup> La integración vertical consiste en que una misma empresa participa en las distintas fases del proceso de producción y venta de electricidad (generación, transporte, comercialización y distribución de electricidad).

<sup>2</sup> Se trata de establecer limitaciones a realizar de forma conjunta ambos tipos de actividades, y evitar que grupos empresariales que desarrollan ambos tipos (integración vertical) tenga ventajas competitivas sobre otras empresas potenciales que deseen entrar en el mercado (informaciones privilegiadas, aprovechar ingresos regulados en las actividades en competencia...). En definitiva lo que se persigue es facilitar la introducción de competencia.

Se configuró un sistema eléctrico que funcionase bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquirirá el protagonismo que le corresponde. Todo ello sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características de este sector, entre las que destacan la necesidad de coordinación económica y técnica de su funcionamiento.

Con la Ley 17/2007, del 4 de julio, la reforma se adaptaba a la directiva europea sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad en Europa, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [4].

En la actualidad la normativa relativa al funcionamiento del sistema eléctrico español, viene descrita en los Procedimientos de Operación (PO), que son un conjunto de normas que describen las actuaciones necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

En el caso de las interconexiones internacionales existe una orden ministerial en España (ITC/411/2005) que regula su gestión, y a partir de esta normativa se han elaborado varios Procedimientos de Operación (P.O. 4.0, P.O. 4.1 y P.O. 4.2).

Con la creación del Mercado Interior de la Energía, a nivel europeo se está desarrollando un nuevo marco legal. El desarrollo y la implantación de esta nueva regulación constituirá el marco de referencia común europeo para gestionar la integración de los mercados.

La Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía, en adelante ACER, agrupa a las comisiones reguladoras de los distintos países europeos, ésta comenzó redactando una serie de directrices marco relativas a los aspectos del comercio de energía entre fronteras y de los mercados, a la operación del sistema y a la conexión a la red de generadores y consumidores.

Con posterioridad, ha sido la Asociación de los Operadores y Propietarios de la Red de Transporte Europea, en adelante ENTSO-E la organización que está redactando los distintos códigos de red, equivalentes a los Procedimientos de Operación, que permitirán desarrollar las directrices marco.

Una vez finalizado cada código de red, ACER comprobará que sea acorde con la directriz marco correspondiente, y con el visto bueno de la Comisión Europea. Estos códigos de red serán de aplicación directa en todos los países miembros por encima de la legislación nacional, que deberá ser adaptada.

### **3.1. Funciones de regulación en el sector eléctrico español.**

Las funciones de regulador del sector se encomiendan en la Ley 54/1997 y sus sucesivas modificaciones, de modo repartido, a la Administración General del Estado y a la Comisión Nacional de la Energía (CNE).



La *Administración General del Estado* tiene las siguientes responsabilidades: planificación energética, fijar la retribución de la garantía de potencia y de las actividades reguladas, regular la estructura de precios, la organización y funcionamiento del mercado de producción, regular la gestión económica y técnica del sistema, regular la generación del transporte, de la distribución y de la comercialización, y tiene potestad sancionadora general. En lo relativo a la distribución de energía eléctrica, las Comunidades autónomas tienen de regulador en el ámbito de su territorio.

Por otro lado, la *Comisión Nacional de la Energía* es el ente regulador de los sistemas energéticos. Sus principales objetivos son velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia en su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. A estos efectos se entiende por sistemas energéticos el mercado eléctrico, así como los mercados de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos.



## 4. El sistema eléctrico español

### 4.1. El recorrido de la energía eléctrica: ¿Cómo funciona un sistema eléctrico?

Cuando un consumidor demanda energía eléctrica, por ejemplo, encendiendo la luz o conectando un aparato eléctrico, se activa un sistema que permite el recorrido de la energía eléctrica desde que se genera hasta que se consume. Este sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para garantizar la disponibilidad de la electricidad y satisfacer a la demanda.

- Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:
- Los centros o plantas de generación donde se produce la electricidad.
- Las líneas de transporte de la energía eléctrica de alta tensión.
- Las estaciones transformadores (subestaciones) que adaptan los distintos niveles de tensión (Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión).
- Las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los puntos de consumo.
- Un centro de control eléctrico desde el que se gestiona y opera el sistema de generación y transporte de energía.

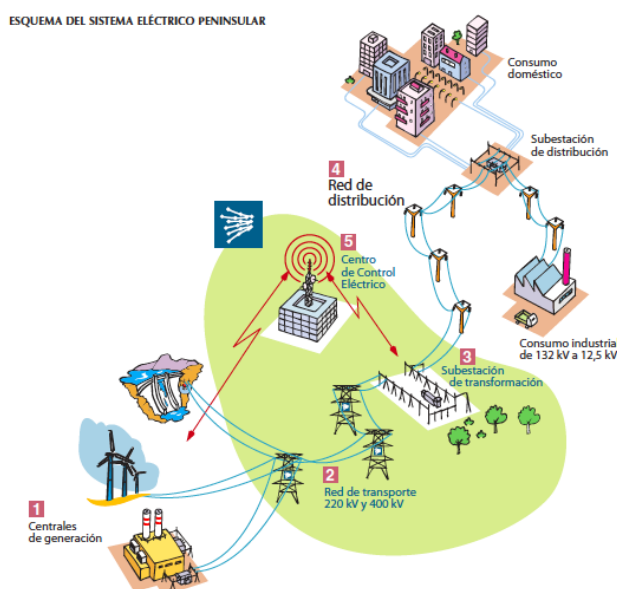


Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico peninsular español.

Fuente: REE

En la figura 4.1, se observa el recorrido de la energía eléctrica, que comienza en las centrales de generación (1) donde se produce, posteriormente se transforma en alta tensión para ser transportada por la Red de transporte (2) hasta las subestaciones de

transformación (3), donde se adapta nuevamente a niveles de tensión inferiores y conducida a través de la Red de distribución (4) hasta los consumidores. Debido a que la energía no puede almacenarse en grandes cantidades tiene que generarse en cada momento la cantidad precisa que se necesita. Para mantener este equilibrio entre generación y demanda, el sistema debe operarse en tiempo real desde el centro de control eléctrico (5). Red Eléctrica de España a través de su Centro de Control Eléctrico es el responsable de la operación del sistema<sup>3</sup> en España.

## 4.2. ¿Cómo se produce la electricidad?

La electricidad se clasifica como una fuente secundaria de energía, esto es, a pesar de que está presente como fenómeno en muchos ámbitos de la vida, para aprovecharla como energía es necesario obtenerla artificialmente en las centrales eléctricas de generación a partir de la transformación de fuentes primarias de energía de origen fósil (petróleo, el carbón, el gas natural), de origen renovable (el agua, el viento y la energía solar) o el uranio en el caso de las centrales nucleares.

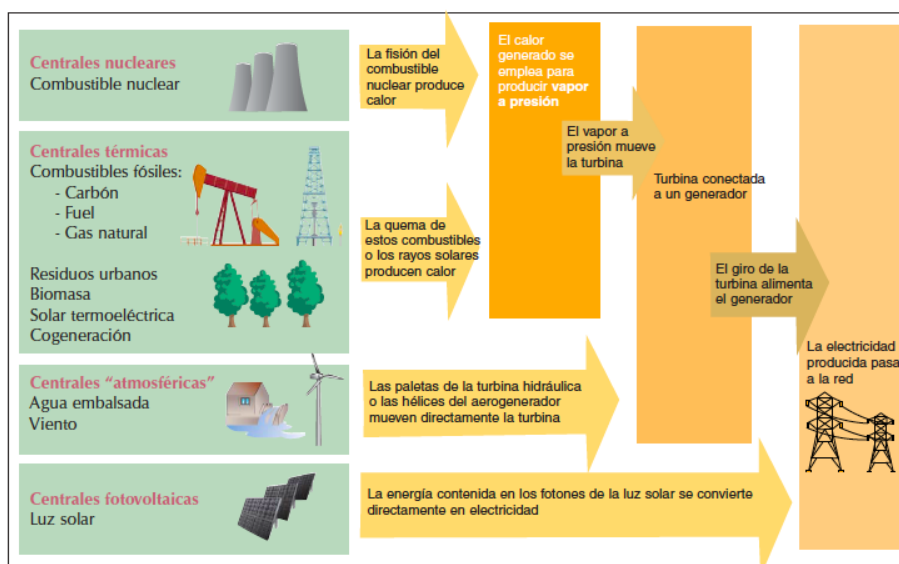


Figura 4.2. ¿Cómo se produce la electricidad?.

Fuente: REE

Las centrales eléctricas son las instalaciones en las que se obtiene energía eléctrica a partir de la transformación de las fuentes primarias de energía. Existen prácticamente tantos tipos de centrales como fuentes de energía primaria se utilicen, sin embargo la cantidad de electricidad que se puede obtener en cada una de ellas a partir de la

<sup>3</sup> El operador del sistema es el encargado de garantizar el correcto funcionamiento del sistema y la coordinación del sistema de transporte y producción. En España el operador del sistema es único, Red Eléctrica de España. Además Red Eléctrica de España es empresa transportista, es decir, propietaria de activos de la red de transporte y encargada de su planificación y mantenimiento. Cuando un mismo agente realiza ambas actividades, se dice que es un TSO, de la literatura inglesa: Transmission System Operator (transportista y operador del sistema).

transformación del recurso primario (eficiencia) depende del potencial energético de éste y de la tecnología aplicada.

En la figura 4.2, se representa un esquema con los distintos tipos de centrales eléctricas, así como el proceso de transformación de la fuente primaria de energía en energía eléctrica para cada una de ellas.

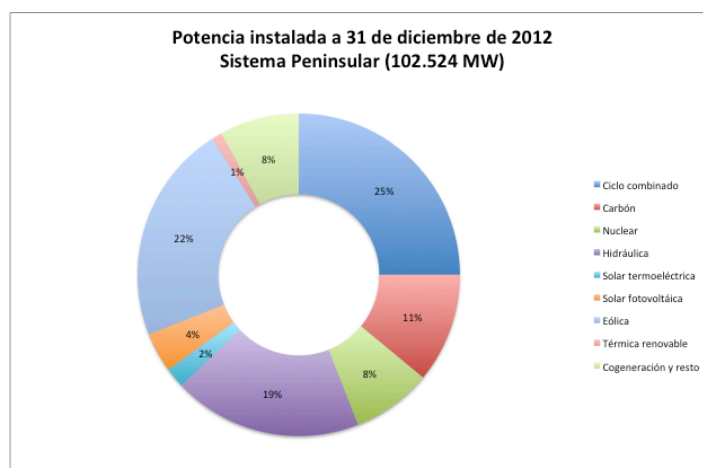


Figura 4.3. Potencia instalada en el Sistema Peninsular.  
Fuente: REE

En la figura 4.3, se representa desglosada por tecnologías la potencia instalada a nivel peninsular, que ascendía a un total de 102.524 MW a fecha de 31 de Diciembre de 2012 [3].

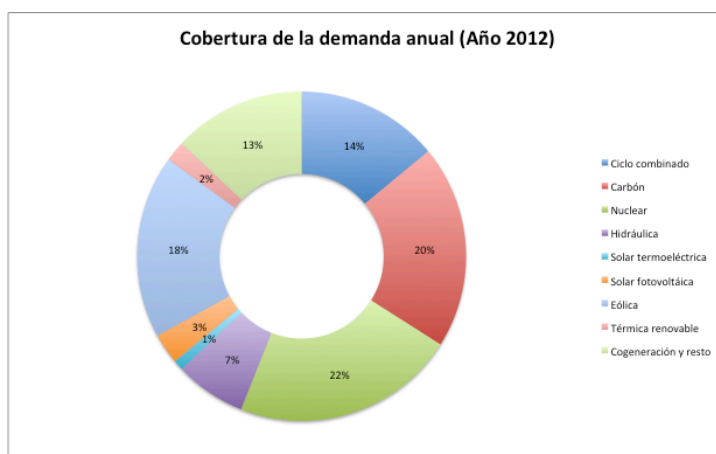


Figura 4.4. Cobertura de la demanda anual en el año 2012.  
Fuente: REE

La figura 4.4, representa la proporción de la demanda anual en el año 2012 que ha sido cubierta por las distintas tecnologías. El porcentaje de cobertura mayor lo representa la tecnología nuclear, pero es importante también la participación del carbón y la energía eólica.

### 4.3. Equilibrio generación-demanda de energía eléctrica.

El conjunto del sistema eléctrico presenta una demanda de energía eléctrica variable en distintos horizontes temporales. La variabilidad de la demanda es un aspecto importante a tener en cuenta en el estudio de un sistema eléctrico. Así varía a lo largo del día, la semana y la estación en función de diversos factores, como los tipos de industrias existentes y los turnos que realizan en su producción, la meteorología, el equipamiento energético de los hogares y edificios terciarios, la estación del año, laboralidad, etc. En la figura 4.5, se representan sendas gráficas que muestran diversos ejemplos de la demanda del sistema en día laboral en las cuatro estaciones.

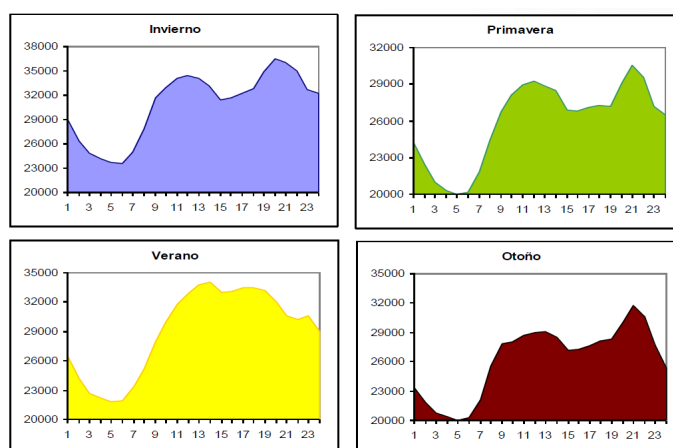


Figura 4.5. Estacionalidad mensual/anual de la demanda horaria.

Fuente: REE.

Como la energía eléctrica no se puede almacenar ha de generarse en cada momento la cantidad precisa que se necesita. Esto se traduce en la necesidad de mantener en constante equilibrio la generación y el consumo. Así pues, la generación debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar el suministro.

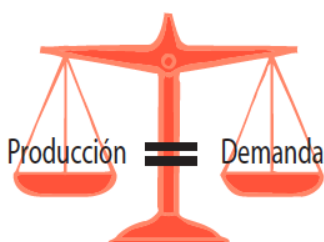


Figura 4.6. Equilibrio Producción-Demanda.

Fuente: [39]

Para lograr el adecuado equilibrio entre generación y consumo es necesario contar con una buena previsión de la demanda de electricidad y de la producción de energía eléctrica no gestionable (eólica, solar fotovoltaica...). El operador del sistema, Red

Eléctrica de España, prevé para cada día la cantidad de energía que va a ser necesaria en todo el país, manejando para ello muchos datos e históricos que tienen en cuenta desde las previsiones meteorológicas, los acontecimientos deportivos y sociales, las huelgas, las festividades...

A partir de esta previsión y mediante mecanismos de mercado las centrales obtienen un programa base de producción para cada una de las horas del día siguiente o día de operación.

Dado que dicho programa de producción se basa en previsiones, en el día de operación o de entrega de la energía pueden aparecer desajustes entre la generación y la demanda, debido entre otras causas, a la variación de la demanda prevista por el operador del sistema, cambios en la producción de energías no gestionables, indisponibilidades en grupos generadores incluidos en el programa de producción inicial, etc.

Para hacer frente a estos desvíos el operador del sistema gestiona los servicios de ajuste que son objeto de estudio del presente proyecto y se abordarán en capítulos siguientes. Se trata de mecanismos de mercado cuya finalidad es adaptar los programas de producción de energía eléctrica a la demanda de la misma. En función de la magnitud total del desvío y la duración prevista para el mismo, el operador de sistema hace uso de uno u otro servicio de ajuste, de manera que a través de su centro de control eléctrico (CECOEL), envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía eléctrica. De esta forma se garantiza el equilibrio instantáneo entre generación y demanda, y por tanto el suministro de energía eléctrica en condiciones de calidad.

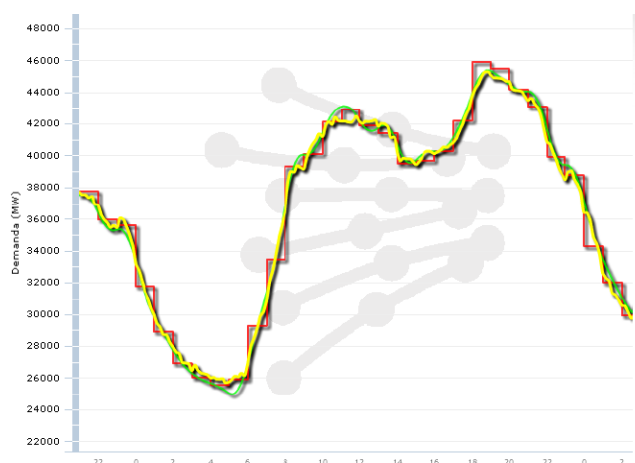


Figura 4.7. Demanda de energía eléctrica en tiempo real.

Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es).

Red Eléctrica de España representa en gráficos como el de la figura 4.7, que se pueden consultar en su web, la demanda de energía que se está produciendo en el sistema eléctrico peninsular en tiempo real. Éste, concretamente, pertenece al día 17 de Diciembre de 2007, día en el que se alcanzó el actual récord de demanda con un máximo diario de 45.450 MW [3].

El gráfico, incluye datos cada diez minutos de la demanda real, prevista y programada, así como los valores máximos y mínimos de demanda diaria.

- La curva amarilla representa la demanda real, refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica. Su evolución recoge las peculiaridades estacionales y horarias, así como la actividad y el ritmo vital del país.
- La curva verde representa la previsión de la demanda, que es elaborada por Red Eléctrica de España con los valores de consumo en periodos precedentes similares, corrigiéndola con una serie de factores que influyen en el consumo como la laboralidad, climatología y actividad económica.
- La línea escalonada roja representa la programación horaria operativa, que es la producción programada para los grupos de generación a los que se haya adjudicado el suministro de energía en la casación de los mercados diario e intradiario así como los mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria, gestionados estos dos últimos por Red Eléctrica de España.

#### 4.4. El papel de las interconexiones internacionales.

Para mejorar la seguridad del abastecimiento, flexibilizar la oferta, permitir la competencia y ofrecer al consumidor la posibilidad de elección de suministro eléctrico, las redes eléctricas de los distintos países están interconectadas. En el interior de la UE se consigue la cobertura total de la demanda gracias a los intercambios internacionales de energía eléctrica. Los principales países exportadores son Francia y Alemania, mientras que los principales importadores son Italia y Holanda.

Las interconexiones son el conjunto de líneas y subestaciones de sistemas eléctricos vecinos que permiten el intercambio de energía entre fronteras. Las interconexiones internacionales generan ventajas en los países conectados:

- *Seguridad y continuidad de suministro.* En caso de necesidad se produce el respaldo instantáneo entre sistemas próximos. Así pues cuando se produce una punta de demanda de energía eléctrica extraordinaria (una ola de frío por ejemplo), o cuando algunas centrales eléctricas están inoperativas temporalmente y no suministran energía al sistema, a través de las interconexiones se podría garantizar el abastecimiento.
- *Aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados.* Diariamente se producen intercambios comerciales de energía a través de las interconexiones aprovechando las diferencias de precios entre los sistemas eléctricos. De esta forma se consigue que la energía fluya desde donde es más barata hacia donde es más cara.
- *Aumento de la competencia entre países vecinos.* Las importaciones de energía de otros países obligan a los agentes del propio país a ser más competitivos.

Las interconexiones son fundamentales para la integración de los mercados de energía eléctrica. Este es el objetivo del *Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE)*, que busca integrar todos los mercados de la Unión Europea en uno.

El sistema eléctrico español está interconectado con el sistema portugués, formando el sistema eléctrico ibérico; con el sistema europeo, a través de la frontera con Francia<sup>4</sup>; con el norte de África, a través de las interconexiones con Marruecos por el estrecho de Gibraltar.



Figura 4.8. Mapa esquemático de la capacidad de intercambio.

Fuente: REE

En la figura 4.8, se representa la capacidad de intercambio comercial de energía eléctrica entre el sistema eléctrico peninsular y los sistemas vecinos. La capacidad comercial está expuesta en términos de potencia en megavatios en sentido importador (color rojo) y sentido exportador (color verde).

A su vez el sistema europeo continental está conectado con el de los países nórdicos, con los países del este y con las islas británicas.

Para aprovechar estas ventajas cada país debe mantener una elevada capacidad de intercambio<sup>5</sup>. La Unión Europea recomienda que la capacidad de intercambio represente al menos el 10% de la capacidad de producción instalada en cada país. En la actualidad España sólo alcanza un 3%, considerándose por ello una “isla eléctrica”. Además por su posición geográfica las posibilidades de interconexión con el resto de Europa son muy limitadas [3]. Una red sólida, mallada e interconectada y mecanismos de gestión adecuados harán posible un sistema europeo único, más seguro y eficiente.

<sup>4</sup> Con el objetivo de poder aumentar la capacidad de intercambio y poder reforzar la unión con el sistema europeo, el mayor sistema eléctrico del mundo, se está construyendo en la actualidad una nueva interconexión con Francia, entre Santa Llogaia (lado español) y Baixas (lado francés). Está previsto que se ponga en servicio en 2014, será la interconexión en corriente continua de mayor capacidad en Europa (2x1000 MW) y la más larga soterrada.

<sup>5</sup> La capacidad de intercambio se define como el valor máximo de potencia eléctrica instantánea que se puede importar o exportar entre dos sistemas eléctricos manteniendo los criterios de seguridad de cada uno de ellos. Refleja la previsión de los márgenes más probables de capacidad de intercambio entre sistemas. Los operadores del sistema de los países vecinos la calculan realizando estudios en los que se tiene en cuenta la previsión de demanda y generación, los periodos de mantenimiento de las instalaciones y simulaciones de fallos de los distintos elementos de la red.



## 5. El mercado eléctrico español.

### 5.1. Hacia el Mercado Interior de la Energía.

Como ya se ha mencionado anteriormente, para el desarrollo de una política energética europea (Libro Verde de la Energía), uno de los objetivos prioritarios en materia de energía eléctrica en la Unión Europea es la consecución del Mercado Interior de la Electricidad, en adelante MIE, en todo el territorio de la Unión, basado en los principios de libre circulación y libre competencia, tal como se pone en evidencia en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

El objetivo que persigue el MIE es la integración del conjunto de los mercados de energía eléctrica que existen a día de hoy en la Unión Europea. En esta consecución las interconexiones eléctricas internacionales juegan un papel muy importante que ya se ha adelantado en el capítulo anterior.

Como primer paso para integrar los diferentes mercados energéticos nacionales en un mercado único europeo, se comenzaron a desarrollar distintos mercados regionales en Europa. A continuación, en la figura 5.1, se muestran geográficamente cada uno de ellos: Nord Pool (Suecia, Noruega, Finlandia, Dinamarca, Estonia y Letonia), CWE (Francia, Alemania, Holanda, Bélgica y Luxemburgo), MIBEL (España y Portugal), República Checa-Eslovaquia-Hungría, Italia-Eslovenia y Gran Bretaña.

El objetivo es la consolidación del MIE para el año 2014.

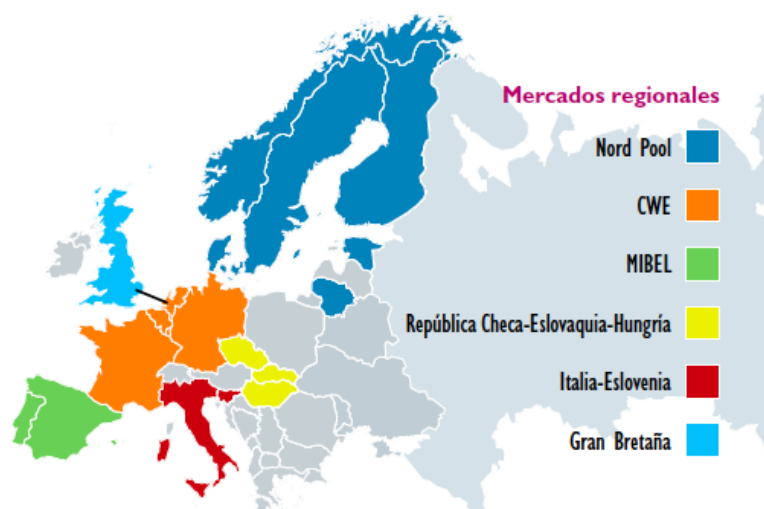


Figura 5.1. Mercados regionales europeos.  
Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es).



## 5.2. El Mercado Ibérico de la Electricidad.

El Mercado Ibérico de la Electricidad, en adelante MIBEL, es uno de los mercados regionales de Europa, que comenzó a funcionar en Julio de 2007 (España para entonces ya había creado su propio mercado eléctrico en 1998).

El operador de este mercado es la figura creada para la gestión económica del mismo y garantizar que las contrataciones resultantes del mercado se realicen con transparencia, objetividad e independencia. Las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas a una sociedad privada, OMI-POLO ESPAÑOL S.A., en adelante OMIE<sup>6</sup>.

En el MIBEL generadores y consumidores de España y Portugal presentan en cada sesión del mercado (que se detallarán a continuación) sus ofertas de compra y venta de energía, y tras el proceso de casación, por el cual se determinan los precios en ambos países, se establece el programa de energía a través de la interconexión España y Portugal en para cada hora.

Los operadores del sistema de España y Portugal, Red Eléctrica de España (REE) y Rede Eléctrica Nacional (REN) respectivamente fijan qué parte de la capacidad de la interconexión se puede destinar a fines comerciales. Este valor es calculado bajo los criterios de seguridad de ambos sistemas.

Si como resultado de la sesión de Mercado la interconexión no supera el máximo de capacidad establecido por los operadores, el precio de venta de energía será igual en España y Portugal, denominándose a esta situación acoplamiento de mercados. Si por el contrario el flujo supera el máximo de capacidad fijado, se desacoplan los mercados y el precio de la electricidad es distinto en España y Portugal.

Cuando se produce la situación de desacoplamiento, la diferencia de ambos precios genera unos ingresos denominados rentas de congestión. Esta cantidad se reparte entre ambos países.

Los operadores de cada sistema supervisan en todo momento el estado de la interconexión, asegurando que los programas de energía establecidos se cumplan.

---

<sup>6</sup> Desde el inicio de su actividad, las funciones correspondientes al operador del mercado en España fueron encomendadas normativamente a la sociedad Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A. (OMEL), que a partir de 30 de junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A. (OMEL). En cumplimiento de lo dispuesto en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, concluyó el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) y supuso la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad y de otros productos de base energética, desarrollada hasta la citada fecha por OMEL, a favor de OMI- Polo Español S.A.(OMIE).

### 5.3. Estructura actual del mercado mayorista de electricidad.

El mercado de producción de energía eléctrica en España se organiza en una secuencia de mercados y servicios en los que la generación y la demanda intercambian energía eléctrica para distintos plazos:

*Mercados a plazo:* días, semanas, meses, incluso años antes del momento de generación y consumo de la energía los agentes vendedores y compradores de energía negocian contratos de compra-venta de energía con antelación a la entrega física de la energía. Los plazos de entrega para la misma tienen distinta duración y son siempre superiores a 24 horas (anual, trimestral, mensual...). En España coexisten los siguientes mercados a plazo:

- Mercado OTC (Over The Counter): En él se incluyen el mercado de contratos bilaterales físicos y mercado financiero no organizado. Los agentes participantes intercambian contratos sin estar sometidos a regulación.
- OMIP: gestiona un mercado organizado de contratos bilaterales, común para España y Portugal. En este mercado los vendedores hacen pública sus ofertas en una plataforma electrónica gestionada por el propio OMIP. Cuando algún agente se encuentra alguna oferta interesante puede cerrar la transacción a través de la propia plataforma mediante un procedimiento estándar.
- CESUR: es el mecanismo de subastas obligatorio mediante el cual los generadores de electricidad u otros agentes previa adquisición de energía o capacidad generación ofertan a los comercializadores de último recurso, la adquisición de la energía necesaria para el abastecimiento de los clientes abonados a la Tarifa de Último Recurso (TUR).
- VPP: Son las llamadas subastas de capacidad virtual, son mecanismos de cesión temporal de capacidad de generación a plazo que se estructuran bajo la forma de un contrato de opción de compra de energía. Sería como comprar la posibilidad de tener una central de generación de forma temporal.

*Mercado diario:* un día antes de que la energía sea generada y consumida, en adelante día *D-1*, los agentes compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las 24 horas del día siguiente, en adelante día *D*, en un mercado diario organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE).

*Mercados intradiarios:* dentro de las veinticuatro horas antes del momento de la entrega física de la energía, día *D*, los agentes pueden introducir los ajustes que consideren oportunos, como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de la demanda o incidencias en las instalaciones de generación. Para ello acuden a los denominados mercados intradiarios, que son también mercados organizados por el OMIE.

*Servicios de ajuste:* desde unas pocas horas hasta minutos antes de que la energía sea generada, los generadores y también la demanda ofrecen una serie de servicios al sistema, ajustando sus programas, que son gestionados por el operador del sistema.



### 5.3.1. Los contratos bilaterales físicos.

El mercado de contratos bilaterales en España comprende el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado de financieros, ambos mercados no organizados, es decir, no existen normas reglamentadas para su funcionamiento, sino únicamente los acuerdos alcanzados por ambas partes.

Los contratos bilaterales físicos son contratos de abastecimiento de energía eléctrica entre un agente comprador (consumidores y comercializadores) y un agente vendedor (generadores), por el que el vendedor se compromete a proporcionar una determinada cantidad de energía al comprador a un precio acordado por ambos de forma privada y únicamente sujetos a la negociación bilateral (entre las dos partes). En el acuerdo alcanzado se concretan también la fecha de entrega de la energía, la duración del suministro y las condiciones del intercambio.

### 5.3.2. Mercado diario.

El mercado diario a diferencia de los contratos bilaterales físicos, es un mercado organizado, es decir su funcionamiento está sujeto a unas normas reglamentadas de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 54/1997 (Ley del sector eléctrico). El operador de mercado (OMIE) es la figura, creada a partir de la citada ley, para llevar a cabo la gestión económica del mismo y garantizar que las contrataciones resultantes del mercado se realicen con transparencia, objetividad e independencia.

El mercado diario se celebra el día anterior a la entrega de la energía. En este mercado participan agentes vendedores (productores, importadores, intermediarios...) y agentes compradores (consumidores directos, comercializadores, exportadores, otros intermediarios...) que presentan ofertas de venta y compra de energía respectivamente al operador del mercado (OMIE) para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Las ofertas de venta de energía pueden ser simples o incorporar condiciones complejas. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada hora del día y para cada unidad de producción (grupo generador), especificando una cantidad de energía y un precio para la misma. Las ofertas que incorporan condiciones complejas<sup>7</sup> cumplen los mismos requisitos de las simples y a demás incorporan condiciones de carácter técnico o económico.

---

<sup>7</sup> Las condiciones complejas son de carácter económico y técnico, y son las siguientes:

- **Gradiente de carga:** establece la diferencia máxima entre la potencia inicio hora y la potencia final de hora de la unidad de producción. Esto limita la máxima energía a casar en esa hora en función de la energía casada en las horas anterior y posterior. El objetivo de esta condición es evitar cambios bruscos en la producción que las unidades no pueden hacer técnicamente.
- **Indivisibilidad:** Fija en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento.
- **Ingresos mínimos:** permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no se obtiene para el conjunto de su producción del día, un ingreso superior a una cantidad fija en euros más una cantidad variable por MWh casado.

Con estas ofertas el operador del mercado (OMIE) construye las curvas de compra y venta de energía. Las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes vendedores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora. Las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes compradores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio descendente, resultando así la curva de demanda del mercado para cada hora. Posteriormente se identifican las ofertas que serán compromisos firmes de entrega de energía (denominadas ofertas casadas), es decir, por la aplicación de las condiciones complejas de las unidades de venta, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación por no cumplir dichas condiciones. Finalmente del cruce de ambas curvas se obtiene el precio de la energía para cada una de las 24 horas del día siguiente. También se obtiene el programa de producción horario para cada una de las unidades de producción cuyas ofertas han resultado casadas, recibe el nombre de Programa Base de Casación, en adelante PBC.

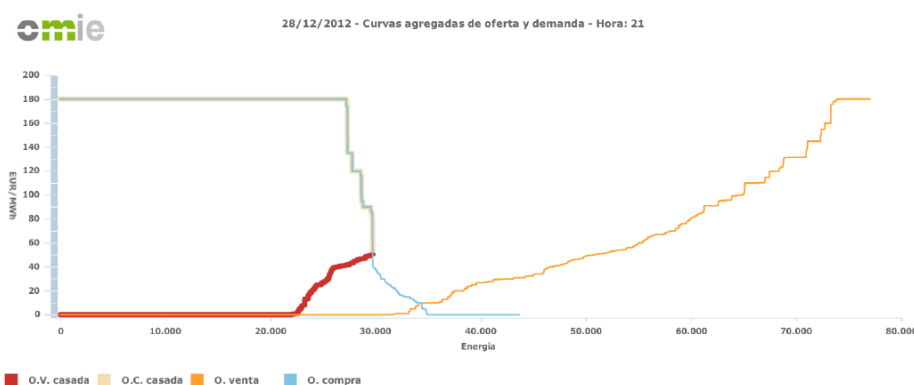


Figura 5.2. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario.

Fuente: OMIE.

La figura 5.2 muestra un ejemplo de las casaciones de oferta y demanda que lleva a cabo diariamente el operador del mercado para cada hora del día siguiente (en este caso, la casación realizada el día 27 de Diciembre de 2012 para la hora 21 del día 28 de Diciembre de 2012 – publicada en su página web). La curva naranja, “O. venta”, representa la curva de oferta resultante sin aplicar condición compleja alguna y la curva azul, “O. Compra”, representa la curva de demanda. Del cruce de ambas resultaría el precio del mercado de ambas.

Una vez aplicadas las condiciones complejas, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación, dando lugar a la curva roja, “O.V. casada”. Del cruce de esta última con la curva azul, se obtendría el precio final del mercado diario. Se puede observar, que en

- **Parada programada:** permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

este caso, se produce una disminución del volumen de energía casada y un incremento del precio de casación, con respecto al resultado de la casación con ofertas simples.

Por su parte, los sujetos titulares de unidades afectas a contratos bilaterales físicos comunican al operador del sistema sus programas de generación y consumo. A partir del PBC y de los contratos bilaterales físicos el Operador del Sistema determina el denominado Programa Base de Funcionamiento, en adelante PBF.

El Operador del Sistema a continuación estudia la viabilidad del PBF para garantizar con el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema, estableciendo los límites de seguridad que se deberán cumplir en las siguientes sesiones de mercado. A este proceso se le denomina resolución de restricciones técnicas, forma parte de los mencionados servicios de ajuste del sistema cuyo estudio nos ocupa en este proyecto y se explica en detalle en el capítulo siguiente.

### **5.3.3. Mercados intradiarios.**

Después del mercado diario se suceden seis sesiones de mercado adicionales, denominados intradiarios, que son gestionados también por el OMIE. Su finalidad es permitir a los agentes introducir los ajustes que consideren necesarios en los programas resultantes de sesiones de mercado anteriores o aplicación de restricciones por parte del Operador del Sistema, como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de la demanda de los comercializadores o incidencias en sus instalaciones de generación en el caso de los productores.

Cada uno de ellos se resuelven con el mismo algoritmo de casación que el mercado diario, a partir de las ofertas de venta y compra de energía que los agentes presentan con carácter no obligatorio para cada una de las diferentes sesiones.

Las ofertas presentadas que no cumplen los límites de seguridad establecidos a las unidades de generación o consumo de bombeo en el Programa Viable Provisional (PVP), el cual se obtiene tras el proceso de resolución de restricciones técnicas identificadas en el programa resultante del mercado diario y los contratos bilaterales (PBF), serán retiradas.

El programa resultante de cada sesión del mercado intradiario, debe ser analizado también por el Operador del Sistema para garantizar con el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema, obteniendo tras ello el Programa Horario de Funcionamiento, PHF. De igual forma se establecerán nuevos límites de seguridad si fuera necesario.

## 6. Los servicios de ajuste del sistema eléctrico español.

Los mercados de servicios de ajustes del sistema conforman un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que son gestionados por el operador del sistema, Red Eléctrica de España. Estos servicios tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 134/2010 de 12 de Febrero y en el Artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1544/2011, de 31 de Octubre, los servicios de ajuste del sistema son:

- Resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Resolución de restricciones técnicas.
- Servicios complementarios:
  - Reserva de potencia adicional a subir.
  - Regulación frecuencia-potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria).
  - Control de tensión de la Red de Transporte.
  - Reposición de servicio.
- Proceso de gestión de desvíos.

Los servicios de ajuste tienen diferentes horizontes temporales de aplicación:

- Horizonte diario:
  - Resolución de restricciones técnicas y por garantía de suministro en los programas diarios de producción.
  - Reserva de potencia adicional a subir.
  - Asignación de banda de regulación secundaria.
- Horizonte intradiario: Resolución de restricciones técnicas en el horizonte intradiario.
- Tiempo real:
  - Uso de la regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.
  - Resolución de restricciones en tiempo real.
  - Variación de consignas de tensión en tiempo real.

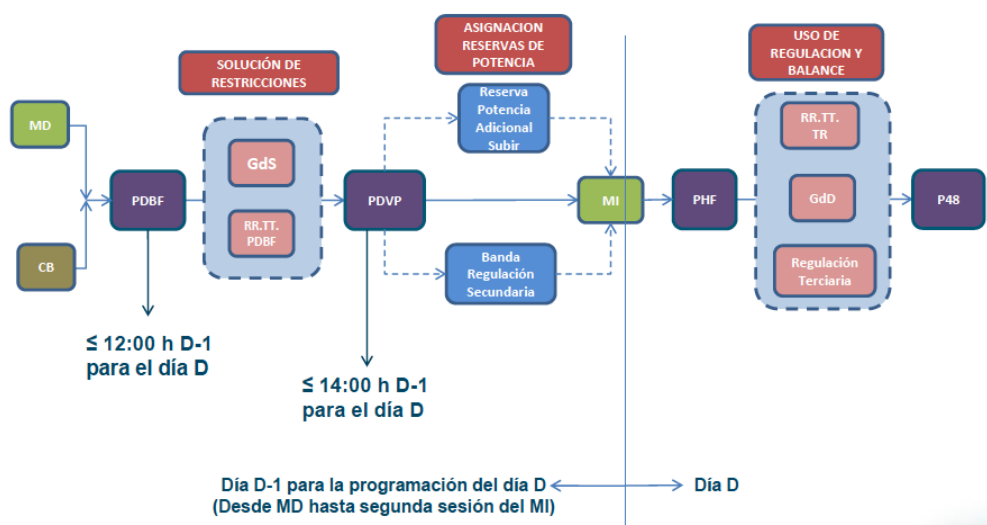


Figura 6.1. Proceso de programación de la operación.  
Fuente: REE

En la figura 6.1. se pueden ver los distintos procesos de la programación de la operación y el horizonte temporal de cada uno de ellos. En dicha figura se tiene que:

CB: Contratos bilaterales; GdD: Gestión de Desvíos; GdS: Garantía de Suministro; MD: Mercado Diario; MI: Mercado Intradiario; PDBF: Programa Diario Base de Funcionamiento; PDVP: Programa Diario Viable Provisional; PHF: Programa Horario Final; RR.TT: Restricciones técnicas

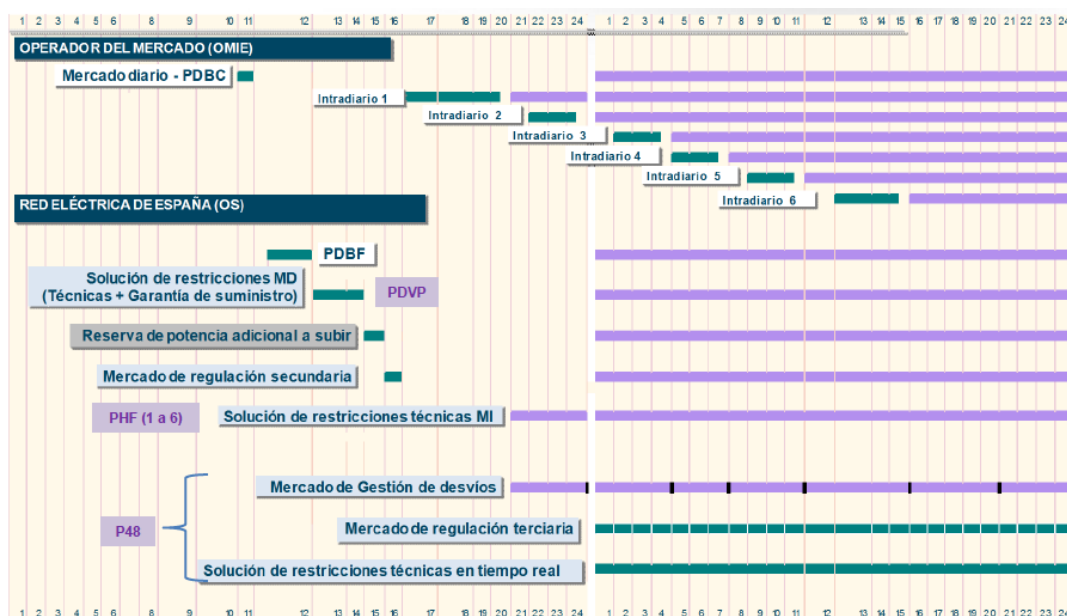


Figura 6.2. Programación del mercado de producción.  
Fuente: REE.

En la figura 6.2, se representa en color morado el horizonte de tiempo que abarca la programación y en verde el tiempo de ejecución de cada proceso. A las izquierdas se representa el día D-1, y a la derecha el día D o de operación.



## 6.1. Resolución de restricciones por garantía de suministro.

El 25 de Febrero de 2011 para la programación de generación del día 26 del mismo mes se dio inicio la aplicación del *Real Decreto 134/2010*, de 12 de Febrero, modificado por el *Real Decreto 1221/2010*, de 1 de Octubre, por el que se establece el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

El proceso de resolución de restricciones está incluido en el conjunto de servicios de ajuste del sistema que gestiona el Operador del Sistema (*REE*). Fue concebido por el gobierno español como un mecanismo que incentiva el consumo de carbón nacional en las centrales térmicas frente a otras fuentes de energía, paliando así el defecto de consumo del mismo en el mercado eléctrico. En este sentido, la CNE recuerda [31] el escaso funcionamiento que registraron las centrales de carbón autóctono especialmente durante el segundo semestre del año 2009 y todo el año 2010, motivado principalmente por no ser sus costes competitivos con el mercado existente en aquel momento.

Este servicio de ajuste se justificó primeramente como una medida para reducir la fuerte dependencia energética que España tiene del exterior, garantizando parte del suministro de energía eléctrica con la generación a partir de carbón nacional. Si bien, la producción de carbón nacional está destinada en su mayoría a la generación de energía eléctrica, y el declive de consumo del mismo para este fin ha supuesto graves problemas socioeconómicos, territoriales y sociales cuya incidencia se ha tratado de atenuar con los sucesivos planes de ayuda al sector de la minería.

Así pues, el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se considera una ayuda a un sector estratégico para el país, el sector de la minería, ya que el carbón nacional es menos eficiente que el importado desde el punto de vista energético, y claro está, que por el momento la producción de electricidad a partir de la combustión del mismo no está libre de emisiones de CO<sub>2</sub>.

El artículo 11.4 de la *Directiva 2003/54/CE* permite la prioridad de despacho de energías de combustión autóctonas si no se supera el 15 % de la cobertura de la demanda total.

Las cantidades anuales de carbón nacional a adquirir por las centrales eléctricas adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no serán mayores a las previstas en el “*Plan Nacional de Reserva Estratégica de carbón 2006-2012*, y *Nuevo modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras*”.

Así mismo anualmente se fijarán los precios de retribución de la energía eléctrica producida a partir de carbón nacional y los volúmenes máximos de producción de electricidad que se podrán generar anualmente por cada una de las centrales adscritas a este procedimiento. Este volumen no podrá superar un límite establecido en el artículo 25.1 de la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*. Las cantidades de energía a generar serán programadas por el Operador del Sistema minimizando el número de arranques de las centrales y priorizando siempre la seguridad del sistema.



Por tanto, se define restricción por garantía de suministro, como la producción que se determine necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía de suministro hasta el límite máximo establecido en la Ley del sector eléctrico y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que pudieran ser requeridas (*Real Decreto 134/2010* modificado por *Real Decreto 1221/2010*).

Zona	Central	Empresa	Potencia máxima (MW)
Asturias	Narcea 3	Gas Natural	347,5
	Soto Ribera 3	Hidrocarbónico	346,3
Castilla y León	Anllares	Gas Natural	346,8
	Compostilla (2,3, 4 y	Endesa	1.143,3
	Guardo 2	Iberdrola	342,4
	Robla 2	Gas Natural	355,1
Aragón	Escucha	Eon	142,3
	Teruel (1, 2 y 3)	Endesa	1.055,7
Centro sur	Elcogás	Elcogás	296,4
	Puente Nuevo	Eon	299,8
		TOTAL	4.675,6

Tabla 6.1. Centrales eléctricas que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (ANEXO II RD 134).

El proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se gestiona por mecanismos de mercado establecidos en detalle en el **P.O. 3.10 “Resolución de restricciones por garantía suministro”**. [18]

El proceso de resolución de restricciones se realiza diariamente formando parte del proceso completo por el que quedan establecidos los programas finales de la generación para el día siguiente.

La operativa general a seguir para la resolución de restricciones por garantía de suministro es sustituir la producción de energía térmica emisora de CO<sub>2</sub>, programada en determinadas unidades de producción por la producción de otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible. Para ello se modifica el *Programa Base de Funcionamiento* o *PBF* obtenido a partir del Programa Base de Casación y los contratos bilaterales físicos, al objeto de cumplir con los criterios de seguridad de suministro de acuerdo con los programas de producción para cada central que participa en el proceso, y que están establecidos en un plan de funcionamiento elaborado por el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema elabora semanalmente el plan semanal de funcionamiento para la resolución de restricciones por garantía de suministro, en el que se detalla el programa de producción con detalle horario para las unidades que emplean carbón

autóctono como combustible y que figuran en el *ANEXO II del RD/134*. Este plan debe ser comunicado antes de las 14:00 horas de cada jueves para el horizonte comprendido entre las 0 h del sábado a las 24 h del viernes siguiente, y se podrá actualizar diariamente, en su caso antes de las 9 h, para la programación del día siguiente.

El proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se realiza en dos fases consecutivas, una vez obtenido el *PBF* y antes de la resolución de restricciones técnicas del sistema, servicio de ajuste este último, que se explica en el siguiente apartado del presente proyecto.

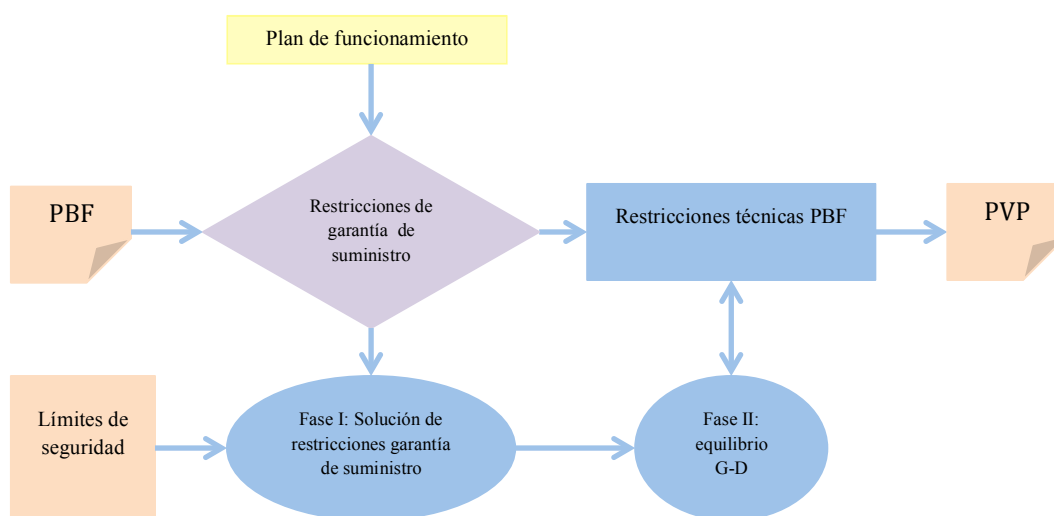


Figura 6.3. Proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

### 6.1.1. Fase I: Solución de restricciones por Garantía de suministro.

Consiste en la modificación del programa *PBF* para cumplir con los criterios de seguridad de suministro establecidos. La secuencia sería la siguiente:

1. Se identifican las restricciones por garantía de suministro del *PBF* de acuerdo con los programas de producción establecidos en el plan de funcionamiento diario por garantía de suministro, es decir, la energía que tienen que generar las centrales adscritas al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y que no ha resultado programada en el *PBF*.
2. Se establecen en su caso, las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de producción de las unidades incluidas en el plan de funcionamiento diario por garantía de suministro.
3. Se resuelven las restricciones por garantía de suministro incrementando la energía programada en el *PBF*, siempre que no de lugar a restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, y hasta los valores de producción fijados en el plan de funcionamiento diario por garantía de suministro.

Los incrementos de programa correspondientes a la solución de restricciones por garantía de suministro serán firmes, una vez incorporados en el *Programa Viable Provisional o PVP* (es el programa resultado de la resolución de restricciones técnicas

del sistema que se lleva a cabo a continuación de la resolución de restricciones por garantía de suministro) y serán valorados al precio de retribución de la energía fijado para cada central por resolución, de acuerdo con el *Anexo II del Real Decreto 134/2010* modificado por el *Real Decreto 1221/2010*.

#### **6.1.2. Fase II: Reequilibrio generación-demanda asociado a la solución por restricciones por garantía de suministro.**

Se trata de compensar el incremento de generación en el *PBF* sobre las unidades térmicas de carbón autóctono adscritas al proceso, realizado en la fase 1, mediante la reducción de la energía programada en el mismo *PBF* de las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de CO<sub>2</sub> que utilicen como combustible carbón (importación y nacional), fuel o gas natural.

Si la energía reducida en dichas unidades, no fuese suficiente para compensar los incrementos de programa sobre el *PBF* de las unidades térmicas de carbón autóctono adscritas al proceso de restricciones por garantía de suministro, dichos incrementos podrán ser inferiores a lo establecido en el plan de funcionamiento para dichas unidades, de forma que se puedan compensar.

Los criterios de reducción del programa *PBF* para las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de CO<sub>2</sub> son:

- Unidades de carbón y fuel programadas en el *PBF* de acuerdo con el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> (valores publicados por la Comisión Nacional de la Energía). A igualdad de nivel de emisión, reparto a prorrata.
- Unidades de gas natural programadas en el *PBF* de forma proporcional a la energía horaria programada en el *PBF*.
- En el caso de que las reducciones anteriores fuesen insuficientes, se procederá a la anulación, en todos los periodos horarios del horizonte de programación, de las energías programadas para la resolución de restricciones por garantía de suministro necesarias para equilibrar la generación y la demanda. Teniendo preferencia sobre las unidades no programadas en el *PBF* y/o que conlleven un menor movimiento de energía en la solución de restricciones por garantía de suministro.

Las reducciones de programa serán valoradas al correspondiente precio marginal horario que haya resultado en el mercado diario.

- No participarán en el citado proceso de reducción de programa las unidades de producción:
- Participantes en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro que no hayan alcanzado el volumen máximo anual de producción programable por garantía de suministro.

- Que realicen actividades de cogeneración, en aplicación del apartado Cuarto del *Anexo I del Real Decreto 134/2010* modificado por el *Real Decreto 1221/2010*.
- Que estén en fase de pruebas previas a la operación en funcionamiento normal.
- A las que aplique la prima establecida en los artículos 45 y 46 y en la *Disposición adicional Sexta del Real Decreto 661/2007*, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Que utilicen como parte de combustible para la generación, gas siderúrgico, por los programas de funcionamiento comunicados al Operador del Sistema.

### 6.1.3. Participación en los servicios de ajuste del sistema.

Las unidades de programación que participen en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro, participarán en los servicios de ajustes del sistema con las siguientes consideraciones expuestas en el procedimiento de operación correspondientes. [18]

- **Proceso de resolución de restricciones técnicas:** En el caso de las unidades programables para la solución de restricciones por garantía de suministro (*ANEXO II del Real Decreto 134/2010* modificado por *Real Decreto 1221/2010*):
  - Deberán presentar ofertas específicas para la solución de restricciones técnicas respecto al *PBF*.
  - Se aplicará la oferta simple de restricciones si el programa de la unidad ha sido incrementado para la solución de restricciones por garantía de suministro.
  - Quedan eximidas de reducir su programa en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas del *PBF*, siempre y cuando no hayan alcanzado el volumen máximo anual de producción programable por garantía de suministro.
- **Servicios complementarios de regulación frecuencia potencia, control de tensión y gestión de desvíos.** Su participación será conforme a lo establecido en los procedimientos de operación.

### 6.1.4. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Se parte de una unidad de generación denominada en adelante G1, que está incluida en *Anexo II del Real Decreto 134/2010* modificado por el *Real Decreto 1221/2010*, es decir adscrita para participar en el proceso de resolución de restricciones.

#### **FASE I: Solución de restricciones por garantía de suministro:**

Se plantea el ejemplo para una hora de las 24 horas de programación del día siguiente.

Los datos de partida son:

<i>Plan diario de funcionamiento para la unidad G1 en la hora h</i>	400 MWh
<i>Energía programada en el PBF para la unidad G1 en la hora h</i>	200 MWh

Tabla 6.2. Datos de partida del ejemplo de resolución de restricciones por garantía de suministro.

- **Solución de restricciones por Gds<sup>8</sup>:** Incremento de la generación de G1 en + 200 MWh. Es decir, se incrementa la producción de G1 en una cantidad de 200 MWh hasta alcanzar la cantidad estipulada en el Plan de diario de funcionamiento, o lo que es lo mismo, 400 MWh.
- **Aplicación de limitaciones de seguridad** a la unidad G1 si fuera necesario. En función del estudio de viabilidad que el Operador del Sistema realiza sobre el PBF, para garantizar que se cumplen los criterios de seguridad contemplados en el **P.O. 1.1. “Criterios de funcionamiento y seguridad”**, se podrían presentar cada una de las diferentes hipótesis que se exponen en la tabla 6.3.

Caso	Limitación de seguridad	Incremento de G1 por GdS (MWh)	Incremento G1 por RT <sup>9</sup> (MWh)
1	No es necesaria limitación alguna	+200	0
2	Límite de producción máxima (LPGA): No generar más de 350 MWh	+150	0
3	Límite de producción máxima (LPGA): No generar más de 150 MWh	0	-50
4	Límite de producción mínima (LPMI): Generar más de 250 MWh	+200	0
5	Límite de producción mínima (LPMI): Generar más de 470 MWh	+200	+70

Tabla 6.3. Resumen de resultados del ejemplo de resolución de restricciones por garantía de suministro. El incremento por garantía de suministro se ha obtenido, para cada una de las hipótesis anteriores, de la siguiente forma:

- 1: Incremento por Gds = Plan de funcionamiento - Programa PBF=400-200=200 MWh
- 2: Incremento por Gds = LPGA - Programa PBF=350-200=150 MWh
- 3: Incremento por Gds = LPGA - Programa PBF=150-200 MWh → Como el límite de seguridad es inferior al Plan de funcionamiento, no se creará incremento por garantía de suministro. Por otro lado, el programa PBF debe reducirse 50 MW para cumplir el límite de seguridad, por lo que esta reducción de programa se contemplaría en el proceso de resolución de restricciones técnicas que se realizaría a continuación.
- 4: Incremento por Gds = Plan de funcionamiento - Programa PBF=400-200=200 MWh → Como no existe límite superior a la generación se puede completar el programa hasta llegar a lo estipulado en el Plan de funcionamiento.
- 5: Incremento por Gds = Plan de funcionamiento - Programa PBF=400-200=200 MWh → Como una vez completado el programa estipulado en el Plan de funcionamiento

<sup>8</sup> Gds: garantía de suministro.<sup>9</sup> RT: Restricciones técnicas

persiste la necesidad de generar 70 MWh adicionales para cumplir el límite de seguridad (generar más de 470 MWh), esta cantidad será un incremento contemplado en el proceso de resolución de restricciones técnicas que se realizaría a continuación.

El incremento/decremento por resolución de restricciones técnicas se explicará como ya se ha mencionado en el apartado siguiente.

## 6.2. Resolución de restricciones técnicas.

Diariamente se producen circunstancias particulares en el sistema eléctrico (sobrecargas, congestiones, etc.) que pueden poner en peligro el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad que éste ha de acreditar y que están establecidos reglamentariamente a través del correspondiente procedimiento de operación (**P.O.1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad** [10]), y que requiere la modificación de los programas de generación a criterio técnico del Operador del Sistema. Es lo que se denomina “*Restricciones técnicas*”; su adecuada gestión es imprescindible para garantizar la operatividad de la red.

En el *Real Decreto 1455/2005* se define Restricción Técnica como: “*cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del Operador del Sistema, la modificación de los programas de generación*”.

Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada<sup>10</sup> por el Operador del Sistema y el resto de agentes conectados a ella, se detallan en el **P.O. 1.4 Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema** [11], y son:

- *Variaciones de frecuencia*: la frecuencia nominal en el sistema español es de 50 Hz, las variaciones de frecuencia aceptadas deben de estar entre 49,85 y 50,15 Hz.
- *Tensiones en nudos*<sup>11</sup> *de la red de transporte*:

Nivel de tensión	400 kV	220 kV
Condiciones normales	390-420 kV	205-245 kV
Condiciones eventuales	375-435 kV	200-245 kV

<sup>10</sup> En el *P.O. 8.1. Red gestionada por el operador del sistema*, se define la red gestionada por el operador del sistema como el conjunto de instalaciones de cuya gestión es responsable el operador del sistema. Está constituida por la red de transporte (definida en el capítulo 4 del presente proyecto) y la red complementaria de operación. La red complementaria está constituida por aquellas instalaciones cuyo estado de disponibilidad y topología debe ser conocida con anterioridad y en tiempo real por el operador del sistema, con objeto de que se pueda coordinar su operación en caso de presentarse problemas para la seguridad del sistema o para garantizar la disponibilidad de la red, para la evacuación de la generación o la reposición del servicio.

<sup>11</sup> Los nudos de la red de transporte son las subestaciones.

Tabla 6.4. Tensiones en los nudos de la red de transporte.

Cuando el valor de tensión en un nudo está fuera del rango establecido en condiciones normales, se habla de *subtensiones* si el valor está por debajo del límite inferior y *sobretensiones* si está por encima del límite superior.

- *Interrupciones del suministro*: se dice que hay una interrupción del suministro cuando falla la continuidad del servicio eléctrico, es decir, cuando la tensión de suministro falta en el punto de conexión. Según la norma UNE-EN 50160, existe una interrupción del suministro cuando la tensión cae por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación. El número de interrupciones máximo anual se ajusta en base a los índices de calidad del servicio fijados por el *Ministerio de Industria, Energía y Turismo*.
- *Huecos de tensión*: se define como la disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 y el 1 por cien de la tensión declarada, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minutos. Valor anual fijado en la normativa del Ministerio de Industria y Energía.
- *Potencia de cortocircuito*<sup>12</sup>: este valor afecta a la estabilidad de la onda de tensión y por tanto a la fluctuación de tensión y a la severidad del parpadeo de la onda (flicker). El operador del sistema suministrará a los usuarios los rangos previstos entre los que estará este valor en los nudos frontera.

Los niveles admisibles de carga en los elementos de la Red de Transporte son:

- En líneas, será el valor más restrictivo entre la capacidad térmica del conductor y la capacidad de disipación térmica de la aparamenta asociada en las subestaciones.
- En transformadores, la capacidad será la especificada para las diferentes condiciones de carga y características específicas de la máquina.
- Además se establecen cuatro límites térmicos estacionales para definir la capacidad de transporte, que corresponde a los siguientes periodos

ESTACIÓN	PERIODO
PRIMAVERA	Abril y Mayo
VERANO	Junio a Agosto
OTOÑO	Septiembre y Octubre
INVIERNO	Noviembre a Marzo

Tabla 6.5. Límites térmicos estacionales que definen la capacidad de transporte.

Cuando, por diversas circunstancias se superan dichos niveles admisibles de carga en cualquiera de los elementos de la red, se habla de *sobrecarga*.

En cuanto a criterios de seguridad, el sistema ha de soportar diversos tipos de fallos. Estos son, el fallo individual de cualquier elemento de la Red (criterio N-1), el fallo de

<sup>12</sup> Se define como el producto de la tensión de circuito abierto por la intensidad de cortocircuito de un dipolo de una red eléctrica.



una línea de doble circuito ( $L \geq 30$  Km) y el fallo de un grupo generador. Los criterios de funcionamiento y seguridad según el **P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad** son:

<b>Condiciones sin fallo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La frecuencia sigue las consignas establecidas</li> <li>• No existen sobrecargas.</li> <li>• Las tensiones siguen los valores establecidos en los Procedimientos de Control de Tensión</li> </ul>
<b>Fallo simple (N-1) de línea, grupo, transformador o reactancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay cortes de mercado</li> <li>• No existen sobrecargas permanentes en las líneas (se admiten sobrecargas transitorias de hasta un 15% siempre que su duración sea inferior a 20 minutos)</li> <li>• Se admiten sobrecargas en transformadores de: <ul style="list-style-type: none"> <li>10% invierno (Nov. a Marzo, incluido)</li> <li>0% en el resto del año</li> </ul> </li> <li>• Tensiones comprendidas entre: <ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel de 400 kV: 380 – 435 kV</li> <li>Nivel de 220 kV: 205 – 245 kV</li> </ul> </li> </ul>
<b>Fallo simple (N-1) de línea, grupo, transformador o reactancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay cortes de mercado</li> <li>• Se admite un 15% de sobrecarga en las líneas</li> <li>• Se admiten sobrecargas en transformadores de: <ul style="list-style-type: none"> <li>20% invierno (Nov. a Marzo, incl.)</li> <li>15% en los restantes meses</li> <li>10% verano (Junio, Julio y Agosto)</li> </ul> </li> <li>• Tensiones comprendidas entre: <ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel de 400 kV: 375 – 435 kV</li> <li>Nivel de 220 kV: 200 – 245 kV</li> </ul> </li> <li>• No situación de riesgo de colapso de tensión<sup>13</sup></li> </ul>

Tabla 6.6. Tabla resumen de los criterios de funcionamiento y seguridad.

El proceso de resolución de restricciones técnicas se gestiona mediante mecanismos de mercado establecidos en el **P.O. 3.2. Resolución de restricciones técnicas**. [14]

El objetivo es hacer que los programas de producción de energía establecidos para cada hora como resultado de las diferentes sesiones de mercado sean viables, es decir, que garanticen la cobertura de la demanda prevista cumpliendo los criterios de fiabilidad y seguridad establecidos en los procedimientos de operación. Todo ello en base a la normativa aplicable al caso, es decir, el **P.O. 3.2. Resolución de restricciones técnicas** y el *Real Decreto 2351/2004*, de 23 de Diciembre de 2004 (BOE 24/12/04).

En función del horizonte temporal en el que sean identificadas y resueltas las restricciones técnicas, se distinguen tres procesos de resolución de restricciones técnicas:

<sup>13</sup> *Colapso de tensión*: Situación que se produce en un sistema eléctrico como resultado de una secuencia de eventos, acompañados de un problema de inestabilidad de tensión, que provocan un perfil bajo de tensiones en una parte extensa del sistema eléctrico.



- *Solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF), que corresponde al programa que se obtiene tras la casación del mercado diario y los contratos bilaterales físicos.*
- *Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario.*
- *Solución de restricciones técnicas en tiempo real.*

Para identificar y resolver las restricciones técnicas el operador del sistema realiza estudios de red, esto es, partiendo de un escenario de la red determinado que dependerá del horizonte en el que se pretendan identificar las restricciones, y que por tanto incluirá el programa de generación cuya viabilidad se pretende analizar, estudia:

- El ***régimen permanente o “base”***, es decir, sin tener en cuenta el posible fallo de elemento alguno de la red. Si en este análisis se detectasen violaciones de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema, y para su eliminación fuese necesario modificar el programa de generación, se habría identificado una *restricción técnica*.
- ***Ante contingencia***. Una *contingencia* es un evento que ocurre cuando un elemento de la red (línea eléctrica, transformador, generador o combinación de algunos de estos) se desconecta de la misma de forma intempestiva. Existen diferentes tipos de contingencias: fallo de línea eléctrica, fallo de transformador, fallo de generador y la combinación de algunos de ellos. Para evaluar las contingencias se realizan análisis, en los que se estudian los efectos que éstas tendrían sobre el sistema (variaciones de flujos de carga por las líneas y transformadores, variaciones de tensiones, variaciones de frecuencia) y la respuesta de éste si finalmente sucediesen tales eventos, así como las violaciones de los criterios de funcionamiento y seguridad que podrían conllevar. A partir de este análisis el operador del sistema tomaría las medidas oportunas, si fuera necesario, para evitar dichas violaciones. Si alguna medida supusiese la modificación del programa de generación se trataría de una *restricción técnica*.

Existen diferentes tipos de restricciones:

1. ***Restricciones por bajas tensiones (subtensiones)***: Este tipo de restricciones se suele identificar en nudos próximos a los puntos de consumo de energía y que están alejados de los puntos de generación. Así pues, debido al transporte que se requiere para acercar la energía desde los puntos de generación a los puntos de consumo, se va produciendo una caída de tensión que en ocasiones alcanza valores que están fuera del rango establecido en los criterios de funcionamiento y seguridad. La solución en muchos casos es incrementar la generación o acoplar generación adicional con respecto al programa inicial, en una zona más próxima al consumo, tratando de esta forma de disminuir el transporte de energía y por tanto la caída de la tensión.
2. ***Restricciones por sobretensiones***: la tensión puede tomar valores por encima de los establecidos en los ya citados criterios de seguridad y funcionamiento. Este hecho suele darse principalmente en las periodos horarios valle o de menos demanda, debido a que la carga que circula por las líneas eléctricas es baja y por tanto la red tiene un fuerte carácter capacitivo, lo que tiende a incrementar la tensión en los nudos de la red.

3. **Restricciones por sobrecargas:** se producen cuando el flujo de carga por una línea eléctrica o transformador supera los límites establecidos en los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos. Pueden darse en escenarios base o ante contingencias, por diversas situaciones, principalmente:
4. **Transporte de energía de las zonas donde se ubica la generación a las zonas donde se concentra el consumo de la misma.** Para disminuir la carga por elemento sobrecargado, será necesario disminuir el transporte de energía a los puntos de consumo. Para ello será necesario aumentar la generación estratégicamente en puntos cercanos al consumo, para reducir el transporte de la energía por el elemento sobrecargado (línea o transformador).
5. **Sobrecargas por limitación en la capacidad de evacuación.** En ocasiones, la generación que vierte en una subestación para que sea transportada desde éstas a los distintos puntos del sistema, es mayor que la energía que en conjunto pueden evacuar las líneas eléctricas y/o transformadores que están conectados a dicha subestación. Este hecho puede deberse a que alguno de los elementos que evacúa energía en ese nudo está indisponible por mantenimiento o avería, o simplemente porque la topología de la red está configurada así. Se produce lo que llama *congestión de generación*.
  - a. Si la congestión se presenta en situación o escenario base, la solución será reducir el volumen de esa generación y establecer un límite máximo de generación a las unidades que vierten en ese nudo. Este límite máximo tendrá un valor tal que, desaparezca la sobrecargas en los elementos en base, y además tras un análisis de contingencias los valores de cargas por los elementos afectados deben estar dentro del rango especificado en los criterio de seguridad y funcionamiento.
  - b. Si la congestión se presenta ante contingencia, existen dos opciones:
    - i. Una de ellas es proceder como en el caso anterior, reduciendo la generación que vierte en el nudo y estableciendo un límite máximo de generación a las unidades que vierten en el nudo, cuyo valor será aquel que haga que los elementos afectados estén dentro del rango especificado en los criterios de seguridad y funcionamiento.
    - ii. Otra opción que se emplea es la activación de un mecanismo de *teledisparo*, evitando así la limitación (con o sin reducción de energía) de las unidades de generación.

Los medios para la resolución de las restricciones técnicas que se puedan identificar, son los siguientes:

1. Establecer *limitaciones al programa de generación* correspondiente, de forma que se garantice el cumplimiento de los criterios de seguridad anteriormente mencionados, en el horizonte temporal considerado.

Estas limitaciones pueden dar lugar o no a modificaciones de los programas de generación que sean necesarias por seguridad. Las modificaciones de los

programas de energía reciben el nombre de *redespacho*. Los redespachos pueden ser tanto a subir como a bajar energía con respecto al programa inicial.

Por ejemplo, si para la resolución de una restricción técnica identificada fuera necesario programar un generador que no lo estaba en el programa inicial (PBF), se crearía un *redespacho de energía a subir* de valor igual a la energía que se requiriese programar para solucionar la restricción técnica identificada.

Por otro lado si fuera necesario disminuir la energía con respecto al programa inicial de algún generador, en este caso, se crearía un *redespacho de energía a bajar*.

Es importante aclarar que una limitación no implica necesariamente un redespacho de energía. Las limitaciones pueden ser de dos tipos:

- a. **LPMI:** *Limitación programa mínimo*, cuando se requiere una producción mínima o un consumo máximo (grupos de bombeo) de energía. Se crearía redespacho (a subir) si la limitación se realizase sobre un grupo de producción sin programa, o con programa inferior a lo requerido.

Ejemplo:

Generador A  $\Rightarrow$  Programa = 235 MW  
 LPMI = 300 MW  $\Rightarrow$  Redespacho energía a subir =  $300 - 235 = 65$  MW  
 LPMI = 235 MW  $\Rightarrow$  Redespacho de energía a subir nulo.

- b. **LPMA:** *Limitación programa máximo*, cuando se requiere una producción máxima o consumo mínimo (grupos de bombeo) de energía. Se crearía redespacho (a bajar), por ejemplo, si la limitación está por debajo del programa de producción del grupo.

Ejemplo:

Generador B  $\Rightarrow$  Programa = 235 MW  
 LPMA = 200 MW  $\Rightarrow$  Redespacho de energía a bajar =  $235 - 200 = 35$  MW  
 LPMA = 235 MW  $\Rightarrow$  Redespacho de energía a bajar nulo.

2. *Recepción de ofertas específicas de restricciones* para la solución de restricciones técnicas. Los generadores presentan ofertas para subir y bajar energía, de esta forma el operador del sistema, a igualdad de soluciones técnicas, puede aplicar criterios de discriminación basados en las ofertas presentadas que garanticen el mínimo coste para el sistema por utilizar este servicio, es decir, si por ejemplo dos generadores contribuyen en el mismo grado a la solución de una restricción técnica, el operador del sistema optará por el que haya presentado una oferta de energía más barata.

Los generadores o unidades de producción que presentan ofertas específicas para la solución de restricciones se especifican en el **P.O. 3.2. Resolución de restricciones técnicas**.

### 6.2.1. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por subtensiones.

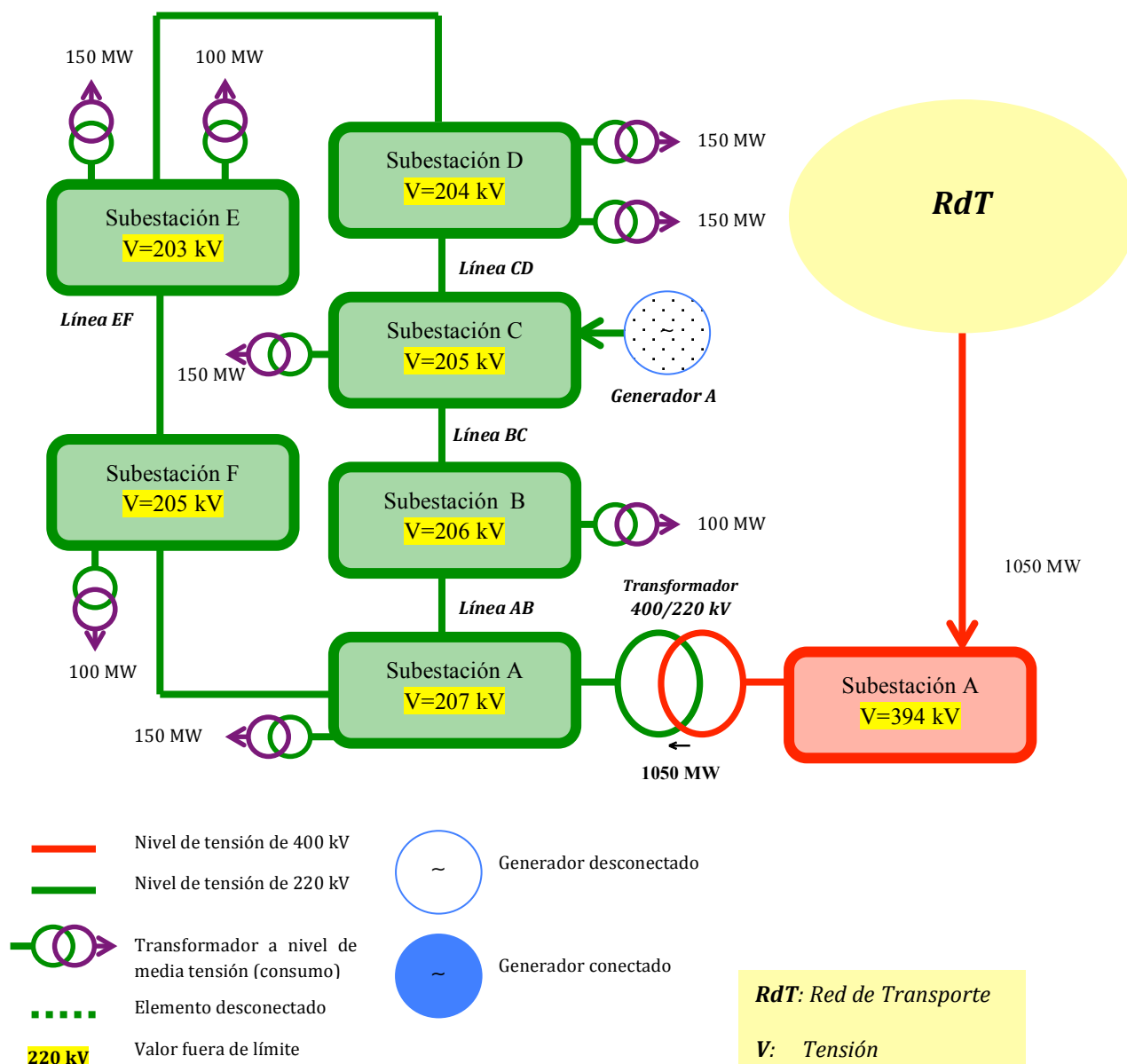


Figura 6.4. Ejemplo estricciones por subtensiones (I).

Tras realizar un estudio de la red, el operador del sistema obtiene en base (sin considerar fallo de elemento alguno) el escenario que se representa de forma esquemática en la figura 6.4. El resultado de dicho estudio ha sido niveles de tensión muy por debajo del rango estipulado en el *P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad* para la condición sin fallo.

**Restricción identificada:** subtensiones.

En la figura 6.4, se observa que toda la energía que se consume en las subestaciones A, B, C, D, E y F en el nivel de 220 kV procede de otras zonas de la red y es transportada hasta estos nudos de consumo desde el nivel de 400 kV. Así pues, dado que cuanto

mayor es la carga que circula por las líneas mayor es la caída de tensión que se produce; si lo que se pretende es aumentar el nivel de tensión en dichos nudos, habrá que disminuir la carga por las líneas. Para ello es necesario aumentar la generación próxima a la zona de consumo y disminuir el transporte de carga hasta esta zona. Como se dispone de un generador, A, en esa zona, la solución a la restricción identificada es acoplar a la red el generador A con el nivel de carga necesario para restablecer los niveles de tensión a los niveles admisibles.

**Solución de restricciones:** Acoplar a la red el generador A.

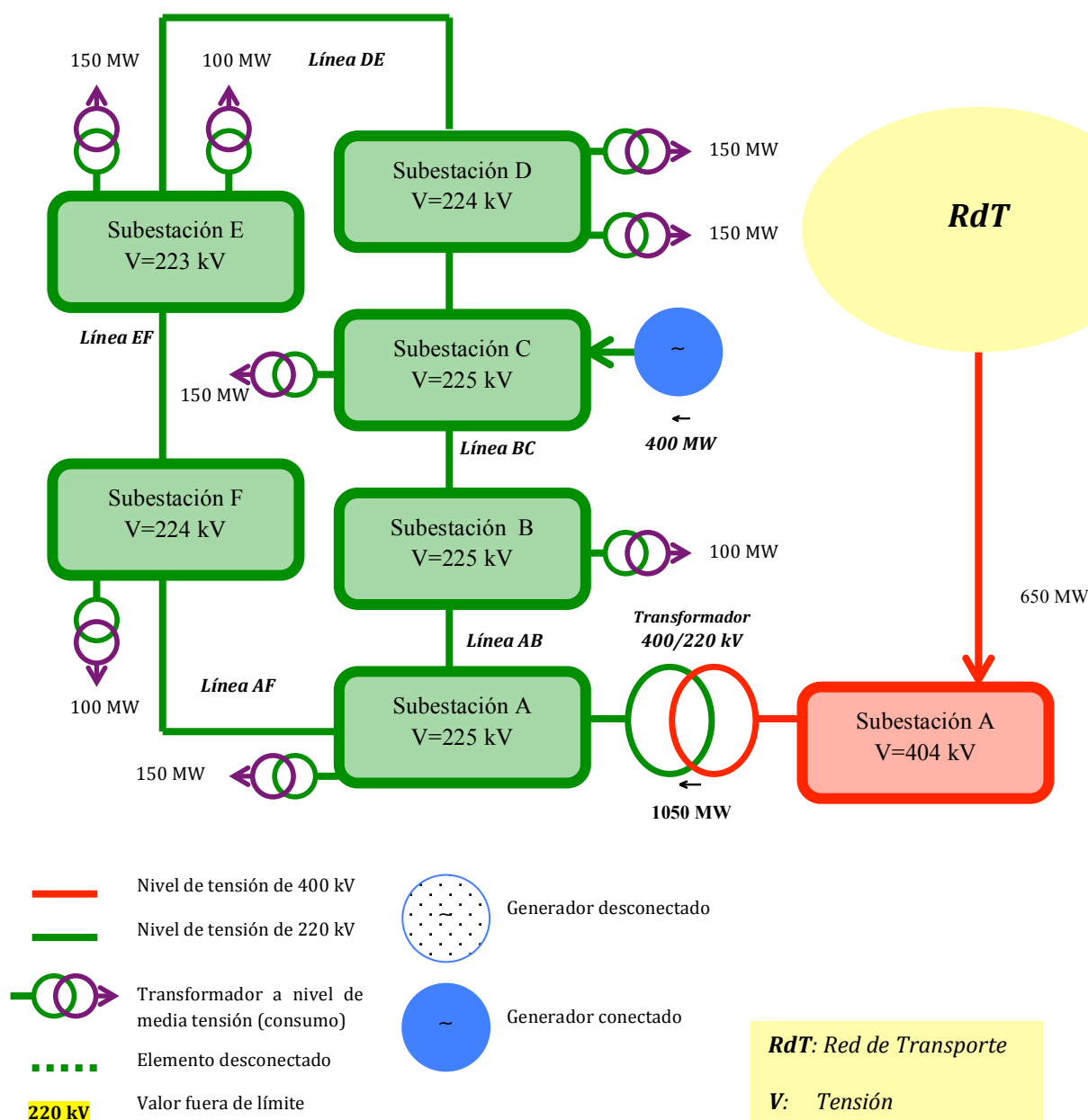


Figura 6.5. Ejemplo de restricciones por subtensiones (II).

En la figura 6.5. se representa el escenario de red que quedaría una vez resuelta la restricción por subtensiones. Se puede observar en este segundo esquema, como el transporte por la línea de 400 kV ha disminuido en la misma cantidad que la generación del generador A.

### 6.2.2. Ejemplo práctico de resolución de restricciones por sobrecargas. Caso a.

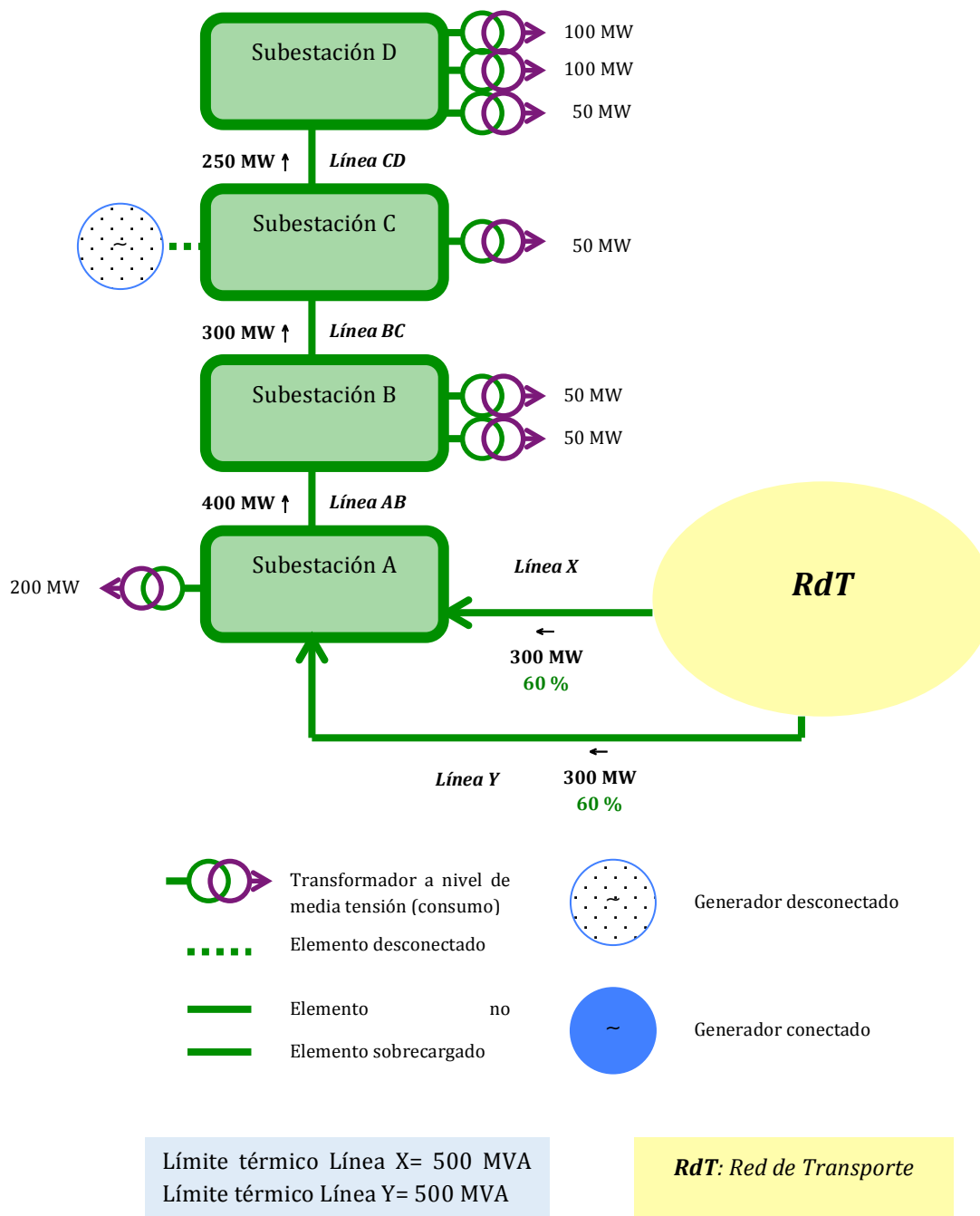


Figura 6.6. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (I): Funcionamiento sin fallo.

En el esquema de red de la figura 6.6, se representa un escenario base (sin considerar fallo de elemento alguno). El consumo de las subestaciones A, B, C y D es alimentado exclusivamente por las Línea X y Línea Y desde el resto de la red de transporte. Para identificar restricciones el operador del sistema realiza un análisis de contingencias, en el que se detecta que ante la desconexión de la Línea Y, la Línea X tendría que transportar la carga de ambas. Esta situación que se ilustra en la siguiente figura produciría una sobrecarga en la línea X del 20 %, ya que superaría el límite térmico de la misma. El mismo efecto se daría sobre la Línea Y si desconectara la Línea X, ya que tienen la misma capacidad y llevan la misma carga.

**Restricción identificada:** Sobrecarga de un 20 % en la Línea X ante la desconexión de la Línea Y y viceversa.

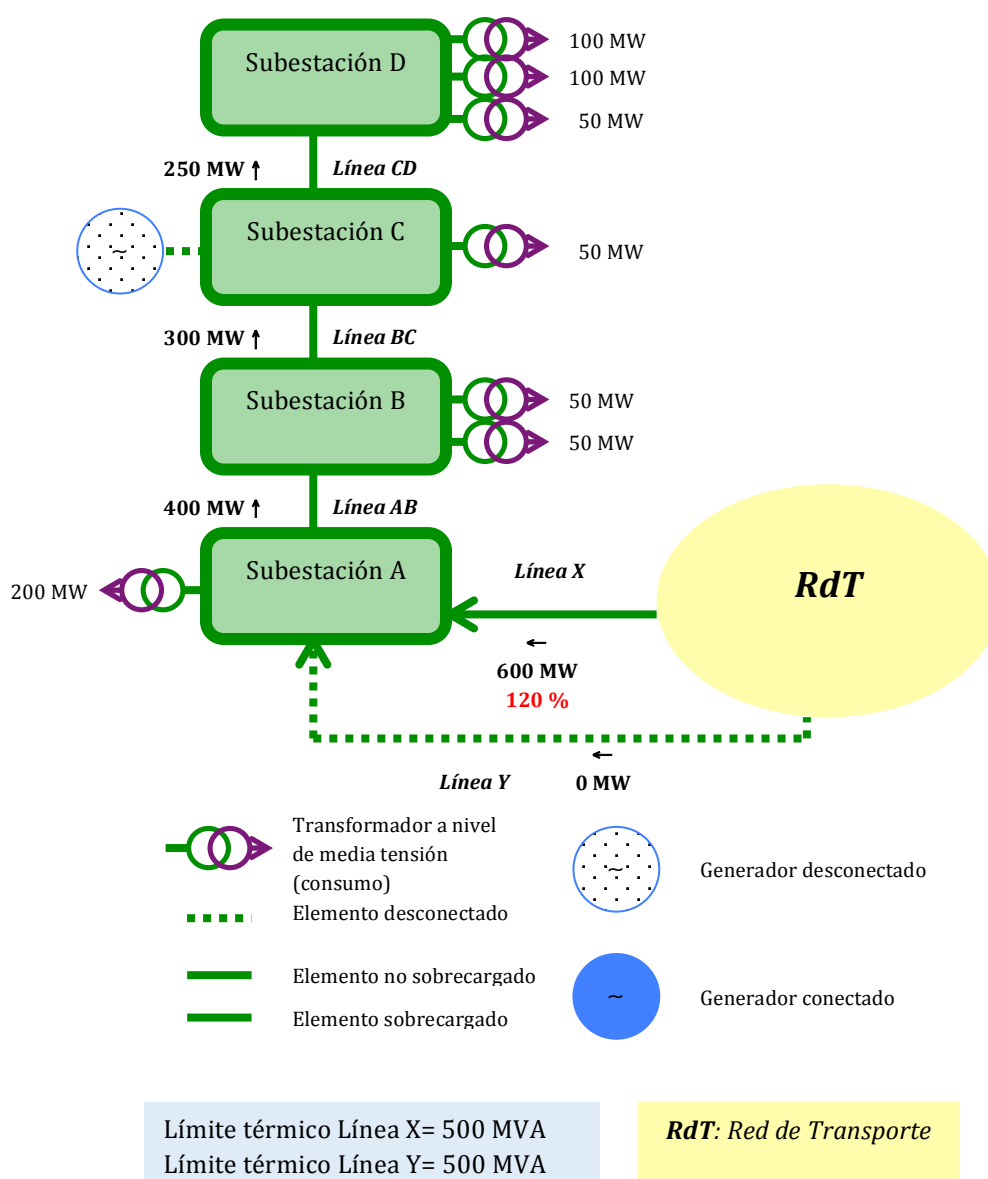


Figura 6.7. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (II): Restricción identificada. Para resolver la restricción identificada el operador del sistema daría orden de acoplar a la red el generador que vierte su energía en la subestación C. Éste como mínimo debería

generar lo suficiente para disminuir el transporte por las líneas X e Y en funcionamiento sin fallo, para que en caso de desconecte alguna de las dos líneas, la otra no se sobrecargue.

**Solución de restricciones:** Acoplar a la red el generador que vierte en la subestación C con una carga de 100 MW, para que en caso de que desconecte alguna de las líneas X o Y, la que quede en servicio transporte una carga equivalente al 100% de su capacidad. Véase figura 6.8.

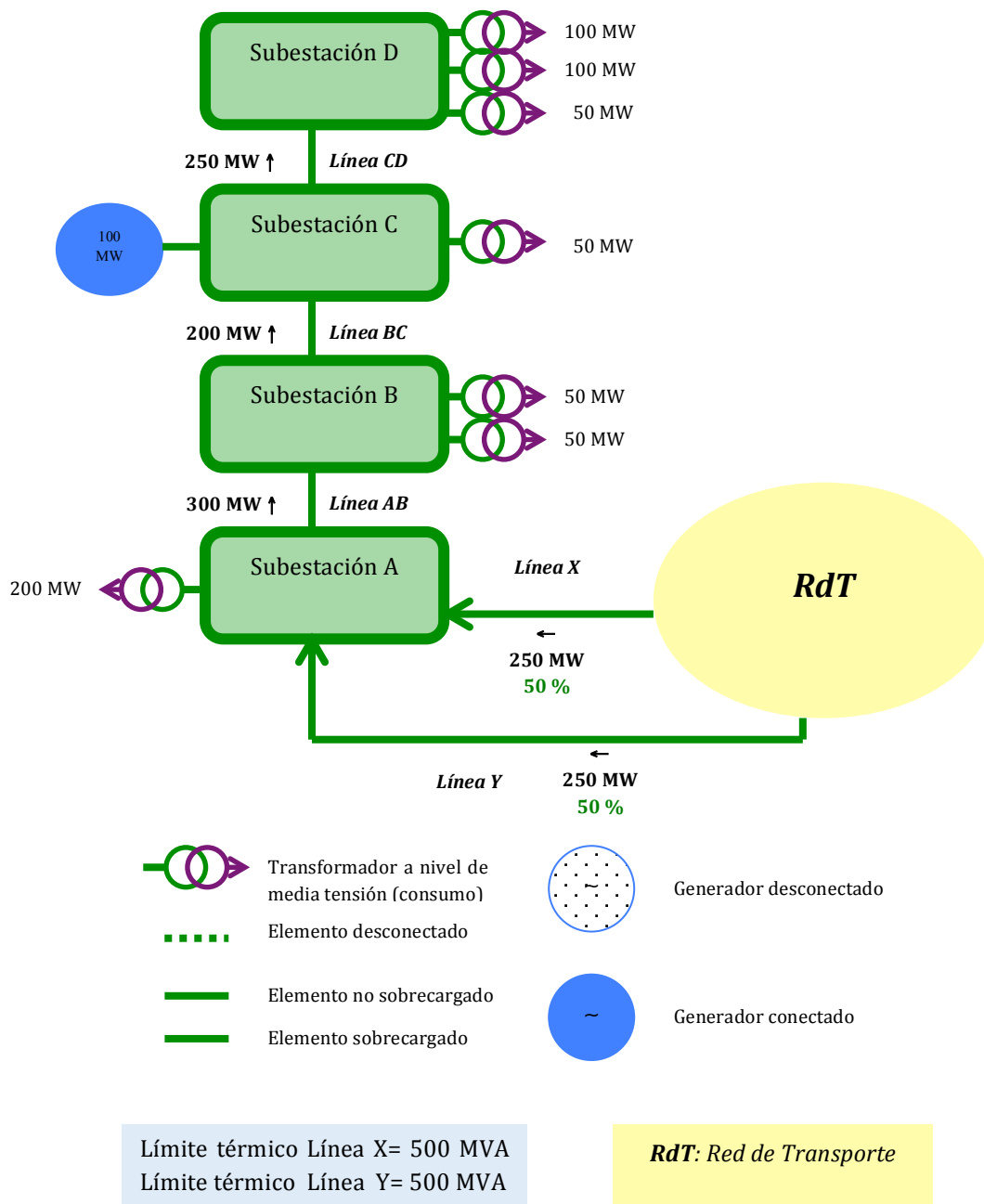


Figura 6.8. Ejemplo de sobrecargas por transporte de energía (III). Solución.



### 6.2.3. Resolución de restricciones por sobrecargas. Caso b.

Dado el siguiente escenario de red:

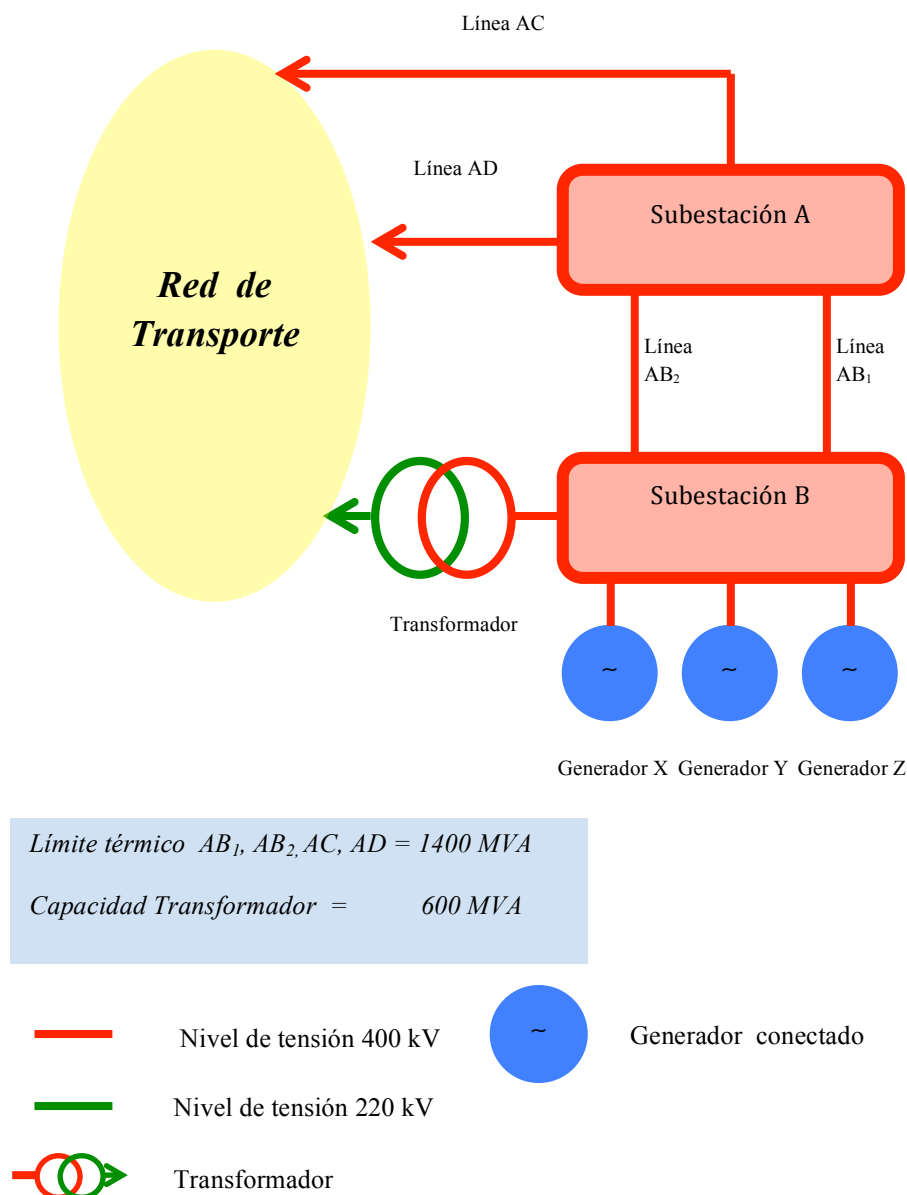


Figura 6.9. Ejemplo sobrecargas por limitación en la evacuación de generación (I).

En el esquema de la figura 6.9. los generadores X, Y y Z vierten su energía a la red de transporte en la subestación B. Esta energía es evacuada al resto de la red de transporte a través del transformador a un nivel de tensión inferior y de los circuitos AB1 y AB2, los cuales constituyen un doble circuito puesto que comparten apoyos una longitud mayor de 30 km (**P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad**).

El programa de generación de los generadores para una hora determinada, después de la sesión de mercado correspondiente es el que sigue:

- Potencia activa generada por el generador X = 380 MW
- Potencia activa generada por el generador Y = 380 MW
- Potencia activa generada por el generador Z = 200 MW

El operador del sistema realiza un análisis de contingencias para verificar que se cumplen los criterios de seguridad establecidos en el *P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad*. El resultado de dicho análisis indica que si se produjese de forma intempestiva la desconexión del doble circuito que constituyen las líneas AB1 y AB2, toda la generación que vierte en la subestación A tendría que ser evacuada a la red a través del transformador. Esto es, que la carga del transformador fuera de 915 MW, en torno a un 50 % más de su capacidad nominal, incumpliendo así los criterios de seguridad (en el caso menos desfavorable, en invierno, ante la pérdida de un doble circuito se admiten sobrecargas en transformadores de hasta un 10%). Véase figura 6.10

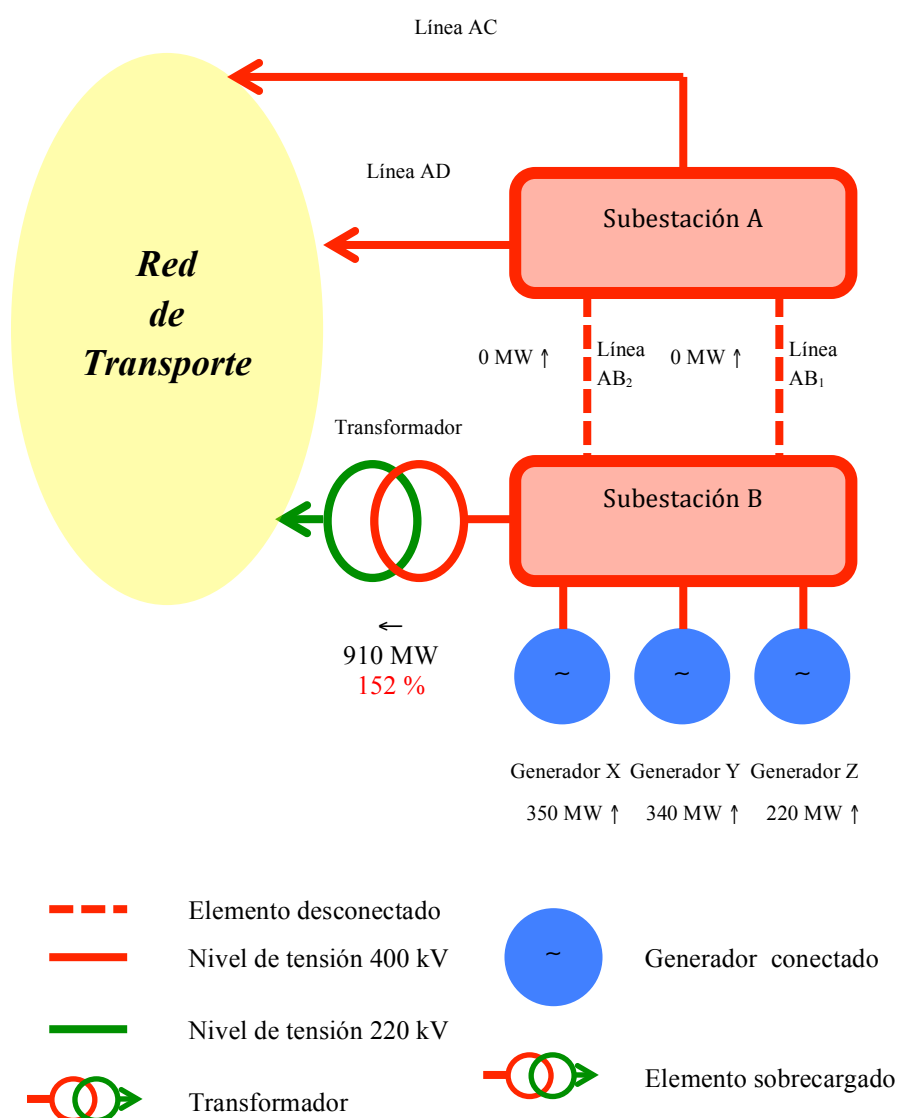


Figura 6.10. Ejemplo de sobrecargas limitación en la evacuación de generación(II).

El programa de generación conjunto de los tres generadores no es viable, ya que provoca incumplimientos en los criterios de seguridad y funcionamiento ante contingencia. La solución es establecer un límite superior de generación máxima al conjunto de generadores. Esto es, que entre los tres no generen por encima de una cantidad, que será aquella que ante la contingencia citada no provoque incumplimiento alguno.

**Restricción identificada:** congestión o limitación de la capacidad de evacuar generación.

Siguiendo el ejemplo, el elemento sobrecargado ante la contingencia es el transformador que tiene una capacidad de 600 MVA. Según figura en el **P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad**, en general, se admiten sobrecargas en transformadores del 15% ante fallo múltiple, como es el caso. Por lo que el límite superior de generación tendría que ser:

$$\text{LÍMITE SUPERIOR CONJUNTO} = 600 \cdot 1,15 = 690 \text{ MW}^{14}$$

$$P_{gx} + P_{gy} + P_{gz} \leq 690 \text{ MW}$$

donde  $P_{gi}$  es la potencia activa que ha de producir el generador  $i$ .

Como la generación inicialmente programada para el conjunto de los generadores es mayor:

$$P_{px} + P_{py} + P_{pz} = 350 + 340 + 220 = 910 \text{ MW}$$

donde  $P_{pi}$  es la potencia activa inicialmente programada para el generador  $i$ .

En consecuencia hay que modificar el programa reduciendo el mismo para cada generador. Como los tres generadores tienen una influencia equivalente sobre la restricción identificada, ya que vierten su potencia en el mismo nudo (mismo punto eléctrico), la reducción del programa se realizará mediante regla prorrata.

La cantidad total a reducir en conjunto:  $910 - 690 = 220 \text{ MW}$

Los nuevos programas para cada generador serían:

$$P_{p'x} = 350 - 85 = 265 \text{ MW}$$

$$P_{p'y} = 340 - 82 = 258 \text{ MW}$$

$$P_{p'z} = 220 - 53 = 167 \text{ MW}$$

---

<sup>14</sup> Las limitaciones de generación se establecen para la potencia activa únicamente en MW, por lo que, a modo de simplificación, para fijar el límite se considerará la capacidad del transformador en MW.

**Solución de restricciones:** establecer un límite superior conjunto al programa de los generadores X, Y, Z, que en el ejemplo expuesto implica modificar el programa individual de cada uno de ellos, reduciéndolo para cumplir la limitación. La solución se representa en la figura 6.10.

Si mediante los estudios realizados se comprobase que la influencia sobre la restricción identificada no fuese equivalente en los tres grupos, en el **P.O. 3.2. Resolución de restricciones técnicas**, se indica que la modificación de programa de los distintos generadores se efectuará en primer lugar, reduciendo el programa de la unidad de generación que tiene mayor factor de contribución a la restricción, y continuando con las unidades de generación en orden de factor de contribución decreciente. Se respetarán siempre los programas de producción mínima que por seguridad se haya requerido a alguna de las unidades que participan en la restricción en concreto.

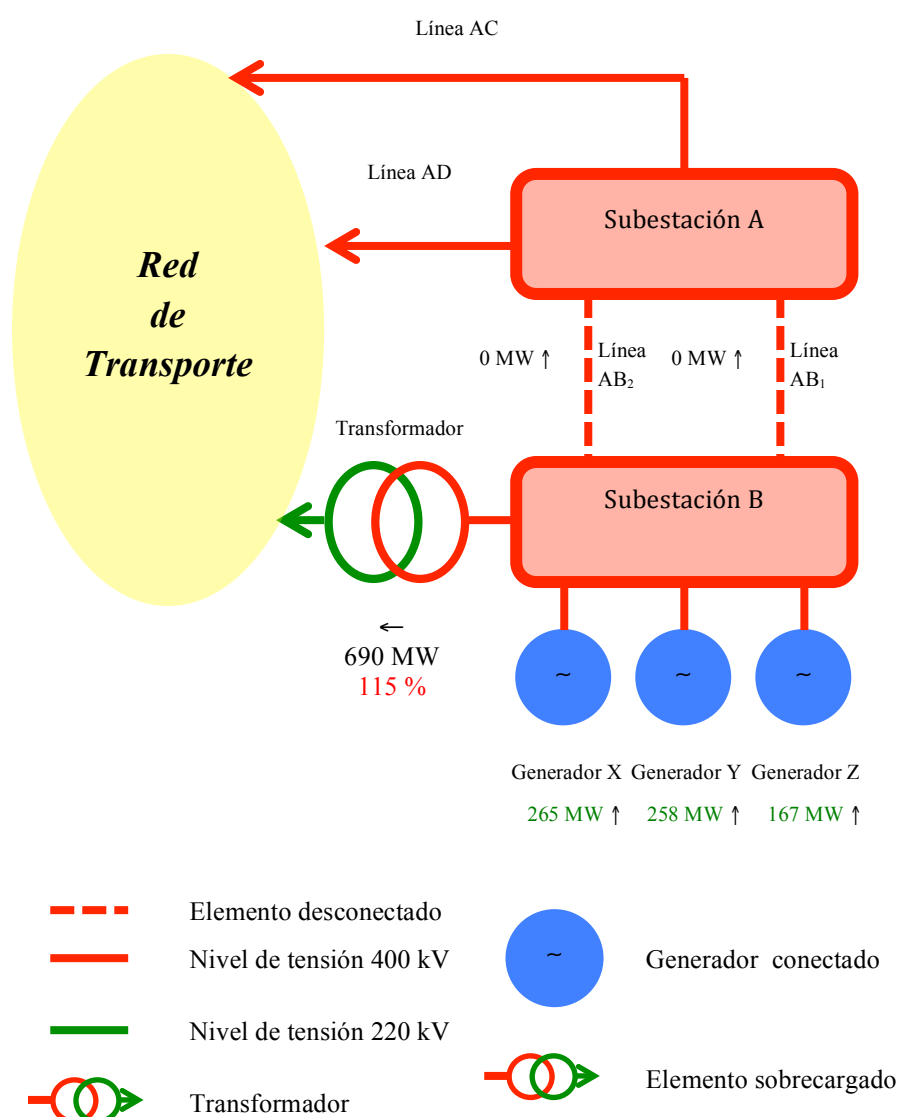


Figura 6.11. Ejemplo de sobrecargas limitación en la evacuación de generación(III): Resultado de la limitación.

#### **6.2.4. Resolución de restricciones por limitación en la capacidad de evacuación. Utilización de teledisparos.**

En este ejemplo práctico se explica la activación de teledisparos como solución a las restricciones por limitación en la capacidad de evacuar. A continuación, se expone la mecánica de activación de los mismos.

Como consecuencia de la generación y del escenario de red pueden originarse sobrecargas inadmisibles en elementos de la red de transporte ante determinadas contingencias, a la hora de evacuar generación a la red de transporte. Para solucionar estos problemas algunas centrales de forma voluntaria y de acuerdo con el Operador del Sistema, tienen implementado en cada uno de sus generadores un mecanismo de teledisparo de generación ante determinadas contingencias.

La lógica de teledisparo consiste en la reducción de forma rápida o instantánea de la generación de los grupos que provocan sobrecargas inadmisibles en algún elemento de la red de transporte como consecuencia de la desconexión intempestiva de otro elemento de la red de transporte. Esta reducción se produce inmediatamente después de dicha desconexión intempestiva. De esta manera se consigue que el sistema en estado estacionario se mantenga estable y sin sobrecargas tras la desconexión intempestiva. A continuación se citan algunas particularidades del mecanismo de teledisparo:

- Este mecanismo es habilitado /deshabilitado en cualquier momento por las centrales en los generadores que lo tienen implementado a petición del operador del sistema. El mecanismo sólo actúa cuando está habilitado, y no cuando está deshabilitado aunque esté implementado.
- En general, el operador del sistema realizará estudios periódicos en función de los cambios de generación, demanda y topología del sistema. Si como resultado de esos estudios detecta contingencias, valorará la necesidad de habilitar teledisparo de generación para su resolución. De forma análoga, si como resultado de los estudios realizados observa que esas contingencias ya no aparecen, deshabilitará el teledisparo si lo hubiera habilitado.
- El operador del sistema tiene que especificar a las centrales en cuantas unidades de generación quiere habilitar el teledisparo y ante qué contingencias quiere hacerlo. Esto es, el operador del sistema ha de calcular la cantidad de generación a teledisparar para que todos los elementos de la red de transporte queden dentro de los límites de seguridad establecidos, (***P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad***) tras la contingencia.
- El teledisparo está implementado para actuar ante determinadas contingencias, de tal forma que si se identificase una contingencia que provoque sobrecargas que no está implementada en la lógica del mecanismo, el operador del sistema debería buscar una solución alternativa al teledisparo, que podría ser reducir la generación necesaria de forma preventiva (pre-contingencia) para evitar dichas sobrecargas en caso de que se materialice la contingencia en cuestión.
- La reducción rápida de producción se realiza mediante el disparo de carga parcial o total de los generadores a través de conmutadores que están instalados en las salas de control de las centrales correspondientes.

- Con el teledisparo se evita la reducción de generación de forma preventiva aunque justificada para cumplir los criterios de seguridad establecidos ante situación de n-1, de forma que, sólo se produce dicha reducción si finalmente se materializa dicha contingencia, cumpliendo de igual manera los criterios de seguridad.

A continuación, en la figura 6.12. se ilustra el ejemplo de aplicación de teledisparo de generación, partiendo del ejemplo anterior (representado en la figura 6.9.).

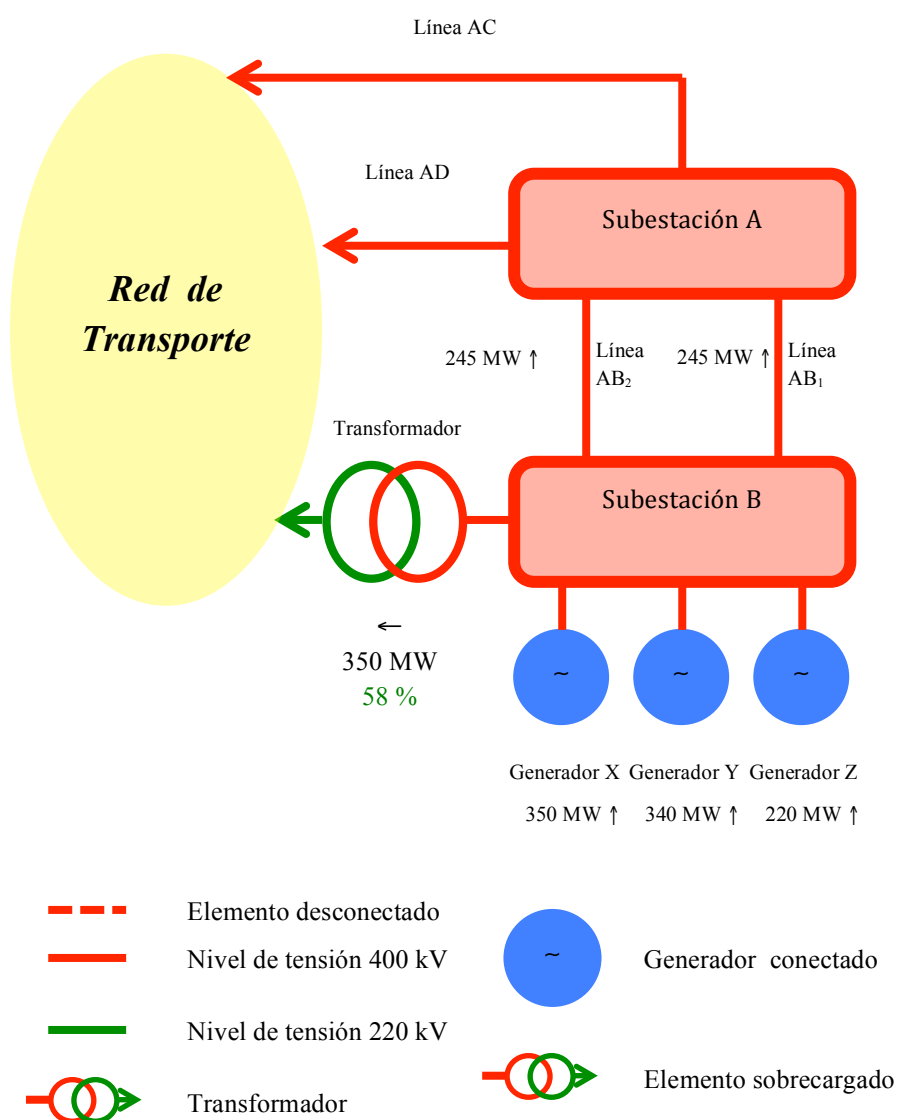


Figura 6.12. Ejemplo de aplicación de teledisparo (I).

El reparto de flujos en funcionamiento normal (sin condición de fallo), en un instante de tiempo  $i$ , se representa en la figura 6.12., donde no se observan valores fuera de rango que produzcan sobrecargas en los distintos elementos teniendo en cuenta los valores

límite de funcionamiento que se han definido en la figura anterior para cada uno de ellos y por encima de los cuales habría riesgo de deterioro de los mismos:

El operador del sistema realiza un análisis de contingencias para verificar que se cumplen los criterios de seguridad establecidos en el **P.O. 1.1. Criterios de funcionamiento y seguridad**. El resultado de dicho análisis, como ya se ha explicado en el ejemplo anterior es que si se produjese de forma intempestiva la desconexión del doble circuito que constituyen las líneas AB1 y AB2, toda la generación que vierte en la subestación A tendría que ser evacuada a la red a través del transformador. Esto es, que la carga del transformador fuera de 910 MW, en torno a un 50 % más de su capacidad nominal, incumpliendo así los criterios de seguridad (en el caso menos desfavorable, en invierno, ante la pérdida de un doble circuito se admiten sobrecargas en transformadores de hasta un 10%). La situación quedaría como se detalla en la figura 6.10., del ejemplo anterior.

Una vez obtenidos los resultados, habría que habilitar el teledisparo de uno de los generadores para que en caso de que se produzca la desconexión intempestiva del doble circuito mencionado, se produzca la desconexión del generador elegido y el transformador quede dentro de los límites de seguridad.

La desconexión del Generador Z, no sería suficiente, ya que la suma de la generación de X e Y sobrepasa el límite de seguridad del transformador (suponemos 100%, caso más desfavorable).

En cambio, si desconecta el generador X o Y, en ambos casos la suma de la generación de los grupos restantes estaría por debajo del límite seguridad del transformador, por lo que sería aceptable cualquiera de las dos opciones. Dado que el generador Y está produciendo menos, a igualdad de efectividad para la eliminación de la sobrecarga, su desconexión tendría menos repercusión en el resto del sistema, ya que esa generación tendría que ser aportada por el resto de los grupos del sistema.

La consigna entonces sería: ***Habilitar el teledisparo del generador Y ante la contingencia del doble circuito que forman las líneas AB1 y AB2 para evitar sobrecargas inadmisibles en el transformador en caso de que se materialice dicha contingencia.***

En caso de que varios generadores contribuyesen de la misma forma a la solución de la restricción, o que los generadores pertenezcan a diferentes empresas se establece un sistema de turnos rotatorios para la activación de los teledisparos. Para establecer el orden se tienen en cuenta dos factores:

1. El número de horas que cada generador ha contribuido a la creación de restricciones en un periodo de tiempo dado.
2. El número de horas de funcionamiento de cada generador en un periodo de tiempo dado.

De tal forma que primero se activará el teledisparo sobre el generador con más factor 1 y menos factor 2.

### 6.2.5. Resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

El operador del sistema, tomando como base el Programa diario base de funcionamiento (PDBF) que es el que engloba los contratos bilaterales físicos nominados por los sujetos de mercado y el resultado de la casación del mercado diario (PBC), analiza los programas de producción y los intercambios hora a hora del día siguiente (día D) para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad.

Para la realización de los análisis de seguridad el operador del sistema construye 24 escenarios que se corresponden con cada una de las horas del día siguiente, en cada uno de los cuales se dispondrá de la siguiente información:

- Previsión de la demanda.
- Previsión de energía eólica y solar.
- Indisponibilidades programadas y sobrevenidas en la red de transporte.
- Indisponibilidades de generación.
- Nominación de programa de las unidades de oferta de producción en Régimen Especial en unidades de programación.
- Desagregación en unidades físicas de los programas de las unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica (UGH) o a grupos térmicos multiteje.
- Potencias máximas hidráulicas que las unidades de gestión hidráulica son capaces de mantener durante 4 horas.

Una vez obtenidos los escenarios de estudio, se procede a realizar los análisis propiamente dichos en base a los criterios de seguridad, teniendo en cuenta para ello:

- El régimen permanente (condiciones sin fallo/escenario base)
- Ante contingencia:
  - Fallo simple: línea, grupo o transformador
  - Fallo doble: dobles circuitos (circuitos que comparten  $\geq 30$  km).
  - Fallo consecutivo de grupo y línea.

Una vez identificadas las restricciones, se emplean las ofertas específicas de energía a subir y a bajar para su resolución si fuera necesario. El periodo de recepción de ofertas se inicia cuando el operador del sistema publica el PBF, con una duración de media hora.

El proceso consta de dos fases consecutivas:

**1ª FASE: Solución de restricciones técnicas:** En base a las restricciones identificadas en los estudios realizados, y con objeto de resolverlas para cumplir los criterios de seguridad, se establecen limitaciones (LPMI y/o LPMA) y se modifica mediante redespachos el programa base (PBF) de unidades de generación, importaciones de energía y/o unidades de consumo bombeo si procede.



Ante un *incremento de la energía programada en el PBF*:

- A la hora de elegir la alternativa que resuelva la restricción:
  - En caso de existir más de una alternativa, se aplican criterios de mínimo coste.
  - A igualdad de coste aquella que represente menor movimiento de energía.
- La retribución correspondiente se hará al precio de la oferta de restricciones ofertada y asignada.

Ante una *reducción de la energía programada en el PBF*:

- Los criterios de elección:
  - Influencia del programa de energía de cada unidad en la restricción:
    - En el caso de varias unidades con influencia equivalente: reducción mediante prorrateo.
    - En el caso de unidades con distinta influencia: reducción según factores de contribución decrecientes.

Ante congestiones en la evacuación de producción:

- Orden de prioridad del Régimen Ordinario y Régimen Especial [15]:
  - Régimen ordinario
  - Régimen Especial Gestionable No Renovable
  - Régimen Especial Gestionable Renovable
  - Régimen Especial No Gestionable No Renovable
  - Régimen Especial No Gestionable Renovable
- Se evitará en la medida de la posible la reducción de energía mediante la activación de sistema de *teledisparo*.
- Sistema de limitaciones por zonas o conjunto de unidades de programación.

La anulación del programa PBF no tendrá compensación económica.

## **2ª FASE: Cuadre del programa:**

Las posibles modificaciones de programa sobre el PBF que hayan sido necesarias en la fase anterior para la resolución de restricciones técnicas, han de ser compensadas en esta fase, denominada cuadro. Así pues si el resultado de la primera fase puede ser un exceso de generación o un exceso de demanda.

El cuadro se realiza a base de modificaciones del programa (unidades de generación, importaciones de energía y/o unidades de consumo de bombeo) para obtener un nuevo programa equilibrado en generación y demanda que respete las limitaciones por seguridad establecidas en la fase 1 del proceso.

En este proceso:

- Las unidades participantes son:
  - Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción, exceptuadas Régimen Especial Gestionable Renovable, Régimen especial No Gestionable (Renovable y No Renovable)
  - Importaciones de energía (UE y no UE).
  - Unidades de adquisición de consumo de bombeo.
- La asignación se hará en primer lugar a unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas no han atendido dicha obligación.
- Los criterios para el proceso de reequilibrio serán:
  - Criterio de menor impacto económico utilizando siempre ofertas simples
    - Para resolver un exceso de generación, se bajará la producción y/o se aumentará el consumo de bombeo.
    - Para resolver un exceso de demanda, se aumentará la producción y/o se disminuirá el consumo de bombeo.
- La retribución se hará al precio de la oferta presentada y asignada:
  - Energía a subir: precio a subir (obligación de cobro)
  - Energía a bajar: precio de recompra de energía (obligación de pago).

La imputación del proceso de solución de restricciones técnicas del PBF recae sobre la demanda final, proporcionalmente a la medida, excepto unidades de exportación y bombeo.

El resultado de la solución de Restricciones Técnicas junto con el de solución de restricciones por garantía de suministro es la publicación por parte del operador del sistema del **Programa Diario Viable Provisional (PDVP)** y los correspondientes ficheros de limitaciones de programa que han de ser respetados en los siguientes mercados, para evitar la existencia de nuevas restricciones técnicas en los mismos.

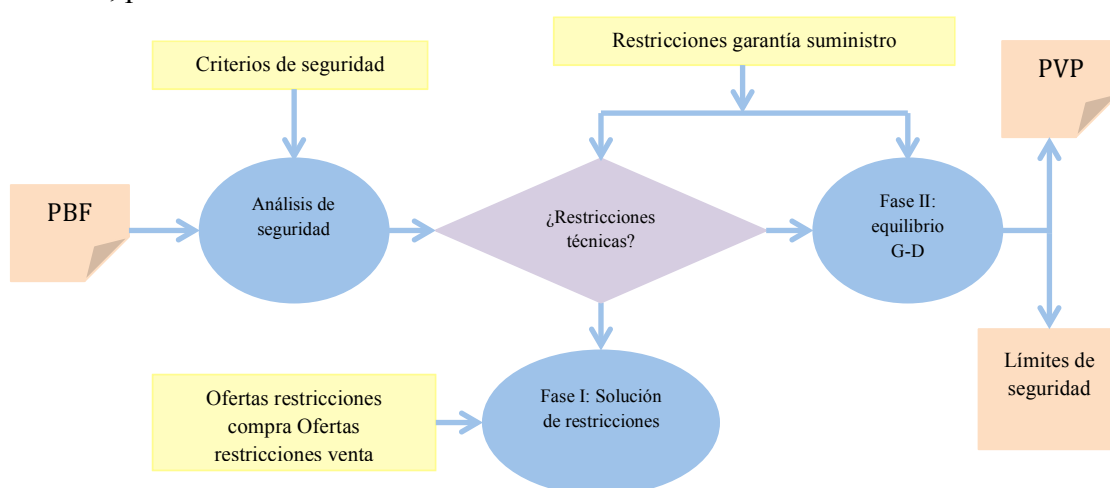


Figura 6.13. Proceso de resolución de restricciones: FASE I y FASE II.

### 6.2.6. Ejemplo proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.

El programa PBF para una hora  $h$  del día  $D$  es el siguiente:

GENERADOR	MINIMO TÉCNICO (MW)	POTENCIA MÁXIMA (MW)	PBF (MW)
A	200	550	500
B	150	350	250
C	180	390	135
D	200	380	245
X	100	360	350
Y	100	360	340
Z	100	360	220
TOTAL (MW)			2.040

Tabla 6.7. Datos de partida ejemplo de resolución de restricciones del PBF.

#### FASE I

Como resultado del análisis de seguridad que realiza el operador del sistema para comprobar la viabilidad técnica del Programa Base de Funcionamiento, es decir, que cumple con los criterios de seguridad y funcionamiento, se han identificado las siguientes restricciones técnicas para una hora  $h$  del día  $D$  (día siguiente al que se realiza el estudio):

#### 1. Subtensiones en un nudo $N$ ante la desconexión intempestiva del generador $A$ .

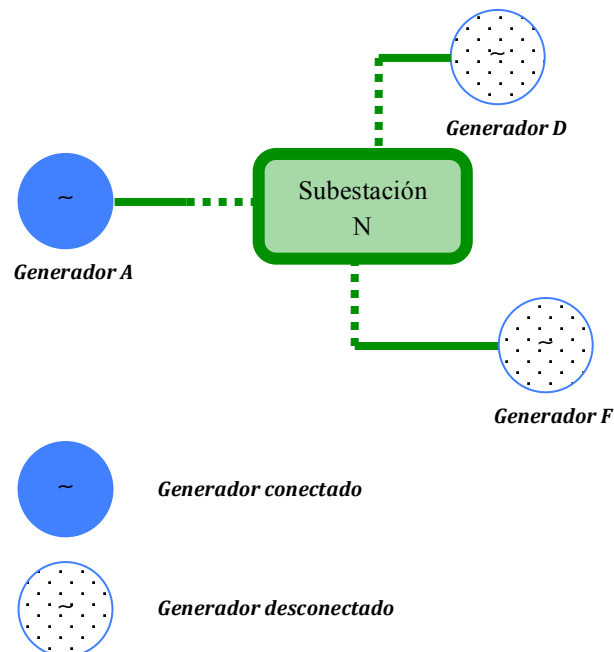


Figura 6.14. Esquema ejemplo subtensión en nudo  $N$ .

En la figura 6.14, los generadores  $A$ ,  $D$  y  $F$  vierten su energía cuando están conectados a la red en subestaciones próximas a la subestación o nudo  $N$  y contribuyen en su caso a mantener el nivel de tensión aceptable en dicho nudo.

El programa en el PBF de los generadores A, D y F es:

Generador	Programa PBF
A	500 MW
D	0 MW
F	0 MW

Tabla 6.8. Programa generadores X,Y,Z en PBF.

Del estudio realizado se desprende que:

- En base (sin condición de fallo), es necesario que el generador A esté acoplado y generando como mínimo 200 MW, ya que de lo contrario habría subtensiones en el nudo N.
- Ante contingencia del generador A, se ha de suplir la energía del mismo para evitar las subtensiones en el nudo N.

Por lo que la solución será:

- Limitar inferiormente el generador A, es decir, establecer una limitación de programa mínimo (LPMI) de 200 MW. Con esto se consigue evitar que, como resultado de sesiones de mercado posteriores, el grupo A genere menos de 200 MW o incluso desacople de la red por un nuevo programa.
- Programar un nuevo generador en la zona para que en caso de desconexión intempestiva del generador A, se supla la generación que es necesaria para evitar las subtensiones en el nudo N.

De entre los generadores que han presentado ofertas de energía a subir para la resolución de restricciones, tan sólo dos de ellos resolverían la restricción identificada:

Generador	Mínimo Técnico	Potencia Máxima	Oferta a subir
D	200 MW	500 MW	50 €/MWh
F	200 MW	500 MW	47 €/MWh

Tabla 6.9. Datos técnicos y oferta de energía a subir por restricciones.

Como ambos resuelven la restricción, y por características técnicas (mínimo técnico y potencia máxima) son también válidos los dos. Se escoge el más barato, es decir el que ha presentado oferta de energía a subir a menor precio. El generador F.

*Solución restricción nº 1:*

Generador	Programa PBF	Limitación	Redespacho	Programa PVP
A	500 MW	LPMI: Programa $\geq$ 200 MW	0 MW	500 MW
F	0 MW	LPMI: Programa $\geq$ 200 MW	+200 MW	200 MW

Tabla 6.10. Solución restricción técnica. Subtensiones en nudo N.

De la solución anterior, hay que destacar que el hecho de programar un nuevo generador, F, que no tenía programa inicialmente en el PBF, supone un exceso de generación de 200 MW (redespacho positivo o de energía a subir) con respecto al mismo.

2. **Sobrecargas en un transformador ante la desconexión intempestiva de dos líneas, por incapacidad de evacuar de los generadores que vierten en un nudo o subestación A.**

Se toma como referencia el ejemplo del apartado 6.2.3., explicado en este mismo capítulo.

Así pues se parte de los generadores X, Y, Z cuyos programas en el PBF son:

Generador	Programa PBF
X	350 MW
Y	340 MW
Z	220 MW

Tabla 6.11. Programa generadores X,Y,Z en PBF.

Para resolver la congestión, se establece una limitación conjunta a los generadores X, Y y Z de 690 MW, que implica la reducción de los programas iniciales del PBF de los generadores X, Y y Z mediante regla prorata, ya que los tres generadores contribuyen de forma equitativa a la restricción.

*Solución restricción n° 2:*

Generador	Programa PBF	Limitación	Redespacho	Programa PVP
X	350 MW	LPMA: Programa $\leq 265$ MW	-85 MW	265 MW
Y	340 MW	LPMA: Programa $\leq 258$ MW	-82 MW	258 MW
Z	220 MW	LPMA: Programa $\leq 167$ MW	-53 MW	220 MW
<b>Limitación conjunta: <math>X+Y+Z \leq 690</math> MW</b>				

Tabla 6.12. Solución restricción técnica. Sobrecarga.

Esta solución supone un déficit de generación con respecto al programa inicial de PBF de 220 MW (suma de los tres redespachos negativos o de energía a bajar).

Generador	Programa PBF	Limitación	Redespacho	Programa PVP
X	350 MW	LPMA: Programa $\leq 265$ MW	-85 MW	265 MW
Y	340 MW	LPMA: Programa $\leq 258$ MW	-82 MW	258 MW
Z	220 MW	LPMA: Programa $\leq 167$ MW	-53 MW	220 MW
A	500 MW	LPMI: Programa $\geq 200$ MW	0 MW	500 MW
F	0 MW	LPMI: Programa $\geq 200$ MW	+200 MW	200 MW
<b>Limitación conjunta: <math>X+Y+Z \leq 690</math> MW</b>				

Tabla 6.13. Resultados de resolución de restricciones técnicas n° 1 y n° 2. FASE I.

## FASE II

La solución de restricciones llevada a cabo en la FASE I, ha supuesto modificar el programa PBF en algunos casos, creando redespachos positivos o de energía a subir en el caso del generador , y redespachos negativos o de energía a bajar en el caso de los generadores X, Y y Z.

Total de modificaciones del programa PBF en la FASE I =  $200 - 85 - 82 - 53 = -20$  MW

Total energía a compensar en la FASE II =  $+20$  MW

Como se obtiene un valor negativo, implica que hay un déficit de generación con respecto al programa inicial PBF. Por tanto hay que compensarlo aumentando generación en el resto de los grupos programados en PBF. Se aumentará por orden creciente de oferta de energía a subir que hayan presentado para la resolución de restricciones. Se respetarán en este proceso los límites de seguridad impuestos en la primera fase de este proceso.

*Ejemplo:* Si de entre todos los generadores con programa en el PBF, resultase que el que ha presentado oferta de energía a subir para resolución de restricciones más barata es el generador X. Como éste tiene un límite superior de 265 MW impuesto en la primera fase del proceso, que coincide con su programa, y por tanto no puede generar por encima de ese valor, se pasaría a la siguiente oferta más barata y así sucesivamente.

GENERADOR	MINIMO TÉCNICO (MW)	POTENCIA MÁXIMA (MW)	PBF (MW)	LIMITACIÓN (MW)	PVP (MW)	OFERTA A SUBIR (€/MWh)
A	200	550	500	$LPMI \geq 200$	500	45
B	150	350	250		↑ 270	36
C	180	390	135		135	38
D	200	380	245		245	41
F	200	500	0	$LPMI \geq 200$	200	47
X	100	360	350	$LPMA \leq 265$	265	35
Y	100	360	340	$LPMA \leq 258$	258	40
Z	100	360	220	$LPMA \leq 167$	167	43
TOTAL (MW)			2.040		2.040	

Tabla 6.14. Resultados finales proceso de resolución de restricciones FASE I y II.

### 6.2.7. Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario (MI).

Después de cada sesión del mercado intradiario, el Operador del Sistema realiza un nuevo análisis de seguridad, examinando las modificaciones derivadas de estos mercados y los posibles cambios en las previsiones de demanda, producción eólica y solar, y/o en la situación prevista de la red de transporte y/o de la generación que hayan podido producirse.

El objeto de este análisis es por un lado, la verificación del cumplimiento de limitaciones de seguridad impuestas a los grupos como consecuencia del proceso de

solución de restricciones técnicas en el mercado diario y en tiempo real, y por otro, identificar alguna nueva restricción resultado de alguno de los posibles cambios mencionados anteriormente, que impida que el programa resultante de dicha sesión se realice respetando los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos.

Las restricciones se resolverán mediante la retirada de ofertas de venta y/o compra de energía que provocan dichas restricciones, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en dicha sesión del MI, comunicado por el Operador del Mercado. Este proceso no tiene imputación, es decir, no supone coste alguno para el sistema.

Este proceso consta de dos fases, al igual que el anterior:

**1ª FASE:** Retirada de ofertas que generan las restricciones y establecimiento de nuevas limitaciones de seguridad a los grupos.

**2ª FASE:** Restablecimiento del equilibrio generación-demanda, tras la retirada de ofertas en la fase anterior, sin generar nuevas restricciones.

Como resultado de este proceso se publica el programa horario final (PHF), que contiene las modificaciones realizadas, en su caso, en el proceso de solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario, y los correspondientes ficheros de limitaciones de programa que han de ser respetados en los siguientes mercados.

#### **6.2.8. Solución de restricciones técnicas en tiempo real (TR).**

Se trata del análisis permanente por parte del Operador del Sistema del estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y en base a ello, detectará las posibles restricciones técnicas que pudieran presentarse en cada período de programación.

Este proceso consiste en la modificación de las limitaciones de programa y la aplicación, en su caso, de redespachos de energía a subir y/o a bajar, sobre las unidades de generación y/o de consumo de bombeo que sean necesarios por razones de seguridad del sistema y represente el mínimo coste.

Para el proceso se emplearán las ofertas de regulación terciaria disponibles, y si no hubiera suficientes, las ofertas de restricciones.

En el proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios provocados por la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se resolverán, de manera conjunta, con el resto de desvíos que puedan producirse, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria o en el caso de que se verifiquen las condiciones requeridas a través del mecanismo de gestión de desvíos.

La imputación del proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real recae sobre la demanda final, proporcionalmente a la medida, excepto unidades de exportación y bombeo.

### 6.3. Servicios complementarios.

La función de estos servicios es la de garantizar y asegurar el suministro de electricidad en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad establecidas en los procedimientos de operación.

Los servicios complementarios existentes en la actualidad en el Sistema Eléctrico Peninsular Español se clasifican de la siguiente forma:

- Reserva de potencia adicional a subir: ***P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir.***
- Regulación frecuencia/potencia y servicios de balance
  - Regulación primaria: ***P.O. 7.1. Servicio complementario de regulación primaria.***
  - Regulación secundaria: ***P.O. 7.2. Servicio complementario de regulación secundaria.***
  - Regulación terciaria: ***P.O. 7.3. Servicio complementario de regulación terciaria.***
- Control de tensión: ***P.O. 7.4. Servicio complementario de control de tensión en la red de transporte.***
- Servicio de reposición (mercado pendiente de implantación).

Entre las obligaciones del operador del sistema eléctrico, destaca la necesidad de mantener sus variables de funcionamiento dentro de unos límites establecidos para garantizar la calidad del suministro. Las variables que más repercuten en el usuario son las asociadas a la tensión de suministro, es decir, el valor eficaz, la frecuencia y la pureza de la onda (contenido de armónicos).

Para mantener estas variables dentro de los rangos establecidos es fundamental ejercer un control del sistema eléctrico, concretamente sobre los flujos de potencia activa y reactiva.

El control consiste en la capacidad de generar potencia activa y reactiva en base a unos requerimientos impuestos por el operador del sistema.

La misión fundamental del control frecuencia-potencia es mantener constante la frecuencia del sistema. La frecuencia del sistema es el resultado de la velocidad de giro de los generadores, de tal forma, que si la velocidad de giro de los generadores es constante entonces la frecuencia del sistema lo es también.

La frecuencia del sistema es una medida del equilibrio entre potencia generada y potencia consumida. Es por esta relación entre la frecuencia y la potencia, que el control que se realiza se denomina control frecuencia-potencia. En este control, la frecuencia y la potencia por las interconexiones con otros sistemas son las variables que se quieren controlar, mientras que la potencia producida por los generadores es la variable para controlarlas.



Así pues, los objetivos del control frecuencia-potencia son:

- Mantener el equilibrio generación-demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia del sistema.
- Cumplimiento de los compromisos de intercambio con otras áreas vecinas.
- Mantener la suficiente energía de reserva.

La frecuencia de la onda eléctrica es un parámetro básico de calidad del suministro eléctrico. Una frecuencia alejada del valor nominal puede perjudicar el funcionamiento de equipos industriales y domésticos. La frecuencia en Europa tiene un valor nominal de 50 Hz y para mantenerlo en todo momento debe cumplirse que la generación que se produce es igual a demanda consumida. En el momento que exista un desequilibrio generación-demanda, la frecuencia del sistema variará, como se puede apreciar en la figura 6.15.

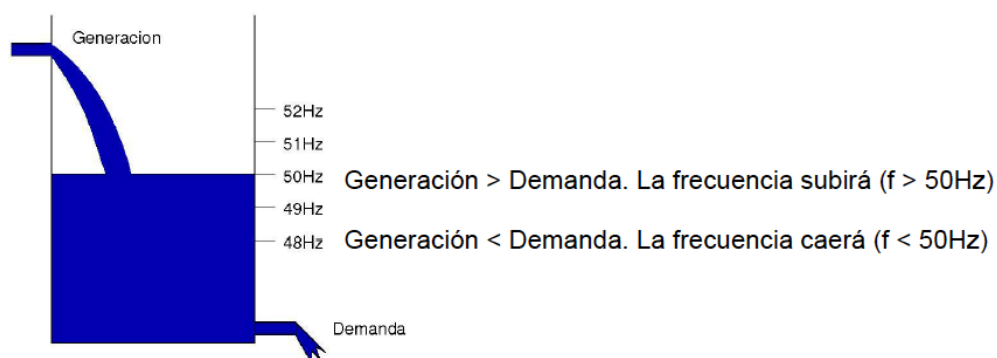


Figura 6.15. Ejemplo ilustrativo de equilibrio generación-demanda vs frecuencia.

El control de frecuencia-potencia tiene tres lazos de control que actúan en tres escalas de tiempo, que son la regulación primaria, secundaria y terciaria.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona<sup>15</sup> europea interconectada. El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, en cuanto a fiabilidad y seguridad en la operación se refiere, está condicionado por el correcto funcionamiento de la regulación frecuencia-potencia. Es por ello, que el sistema eléctrico español está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la ENTSO-E<sup>16</sup>, organismo que se encarga de la coordinación de dicha red.

<sup>15</sup> Cuando se trata de un sistema interconectado fuertemente (líneas de baja impedancia), la velocidad de giro de los fasores de tensión que determina la frecuencia en cada nudo de la red es similar en todos ellos, por lo que se considera que la frecuencia es única, y se denomina frecuencia del sistema. A este conjunto de la red interconectada se le denomina red síncrona.

<sup>16</sup> ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Organización europea creada el 1 de Julio de 2009, que coordina técnica y operativamente las actividades de los diferentes operadores de las redes de transporte dentro de cada país miembro y que conforman la red síncrona, para un funcionamiento seguro y eficiente de la zona interconectada. Reune 6 asociaciones europeas: ATSOI BALTSO, ESTO, NORDEL, UCTE (bloque europeo continental), UKTSOA.

### 6.3.1. Reserva de potencia adicional a subir.

Cuando se habla de reserva de potencia a subir se hace referencia a la potencia que pueden aportar los generadores al sistema para hacer frente a desequilibrios entre la generación y el consumo que requieran aumentar la generación de energía eléctrica para la cobertura de la demanda. Esta potencia es aportada por los generadores térmicos de régimen ordinario y régimen especial de carácter gestionable que tienen la acreditación de la capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio que otorga el Operador del Sistema.

La disponibilidad de suficiente reserva a subir en un sistema eléctrico, es un requisito indispensable para poder garantizar en todo momento la seguridad de la operación del mismo.

Así mismo en la operación del sistema se identifican días y horas en los que los programas de generación e intercambios internacionales ofrecen unos márgenes muy ajustados de reserva de potencia a subir.

Existen diversas causas que llevan a una situación de falta de reserva de potencia a subir:

- Diferencias entre la demanda programada y la demanda prevista por el Operador del Sistema: la demanda programada como resultado de la casación del mercado diario y la incorporación de los contratos bilaterales físicos, es decir, la correspondiente al Programa Base de Funcionamiento (PBF) puede presentar diferencias con la prevista por el Operador del Sistema para los diferentes periodos horarios que comprende dicha programación. Así pues, cuando la demanda prevista por el Operador del Sistema es mayor que la programada, se hace necesario contar con la energía suficiente en el sistema para satisfacer esa diferencia de demanda.
- Producción de energías renovables no gestionables programada distinta a la prevista (eólica, solar fotovoltaica y solar térmica): Las energías procedentes de fuentes renovables no gestionables, fundamentalmente la eólica y la solar fotovoltaica, son más complejas de gestionar en el sistema eléctrico ya que sus entregas de energía dependen de las condiciones meteorológicas del día y hora concretas, haciendo más difícil por ello programar su aportación exacta con antelación. En ocasiones puede ocurrir que la energía procedente de estas fuentes que resulta programada en el PBF sea superior a la previsión de la misma de que se disponga para el horizonte de programación. Por ello, el Operador del Sistema necesita disponer de energía suficiente procedente de otras tecnologías gestionables que en caso necesario suplan este posible déficit de energía del sistema.
- Programas no ajustados de producción de régimen especial no renovable.
- Gestión de las interconexiones internacionales.
- Generadores cuyo programa de producción en PBF está afectado por indisponibilidades de carácter técnico del mismo.

- Programas de venta de energía correspondientes a importaciones sin derechos de capacidad de intercambio<sup>17</sup>.
- Tasas de fallos de grupos térmicos.

Para garantizar la disponibilidad de la reserva de potencia a subir conforme a los requerimientos calculados por el Operador del Sistema, existe un mecanismo de mercado para la contratación y gestión de la misma. Se trata del mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir<sup>18</sup>, considerado dentro de los servicios complementarios y desarrollado en el **P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir** [17].

En este mercado participan mediante la presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir, todos los sujetos de mercado titulares de unidades térmicas de programación de régimen ordinario y/o régimen especial de carácter gestionable que cumplan las premisas especificadas en el **P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir**.

Cuando se publica el Programa Diario Viable Provisional, PDVP, como resultado de la resolución de restricciones por garantía de suministro y técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), el Operador del Sistema calcula:

- La reserva de potencia a subir disponible en el PDVP. Es decir, para cada periodo (hora) del horizonte de programación del PDVP (24 horas del día siguiente) determina cuánto podrían aumentar su potencia las unidades de generación que tienen programa en el mismo.
- La potencia a subir requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada periodo horario del horizonte de programación conforme a lo establecido en el **P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia** [12], por el que se determinan los requerimientos de reserva para la regulación de la frecuencia-potencia.
- En base a los valores anteriores, se determinan los requerimientos de potencia adicional a subir con respecto a la disponible en el PDVP, que sean necesarios para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación.

$\text{Requerimiento de potencia adicional a subir}_h = \text{Potencia a subir requerida en el sistema}_h - \text{Reserva de potencia a subir disponible en PVP}_h$
---

<sup>17</sup> En el **P.O. 4.0. Gestión de las interconexiones internacionales**, se define capacidad de intercambio o capacidad neta de intercambio como: “el máximo valor admisible de energía que puede establecerse en un determinado sentido de flujo de potencia entre dos sistemas eléctricos interconectados, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en los respectivos sistemas eléctricos y teniendo en consideración las posibles incertidumbres técnicas sobre las condiciones futuras de funcionamiento de los correspondientes sistemas eléctricos”.

<sup>18</sup> El mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir entró en vigor el 10 de Mayo de 2012 para la programación del 11 de Mayo de 2012. Hasta entonces las situaciones de insuficiente reserva a subir en el sistema se habían resuelto mediante el procedimiento de solución de restricciones técnicas y gestión de los servicios de ajuste del sistema, mecanismos que están previstos para la solución de restricciones zonales o locales y no situaciones globales como la de la insuficiente reserva de potencia en el sistema.

### 6.3.1.1. Proceso de contratación de la reserva de potencia adicional a subir.

1. *Publicación del requerimiento de potencia adicional a subir para los periodos del horizonte de programación en los que se requiera la contratación de la misma:*

El Operador del Sistema lo comunica tras la publicación del PDVP.

2. *Presentación de ofertas para la provisión de la potencia adicional a subir en el sistema:*

Los sujetos de mercado han de presentarlas en un plazo máximo de 30 minutos desde la publicación de los requerimientos. Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación. Los criterios para la presentación de las mismas están recogidos en el **P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir.** [17]

3. *Asignación de ofertas:*

Las ofertas validas se asignarán por parte del Operador del Sistema, satisfaciendo los requerimientos de potencia adicional a subir de forma que representen el menor coste para el sistema. La asignación se realiza en base a un algoritmo que se detalla en el Anexo II del **P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir.**

Cuando la asignación de una oferta de lugar a una restricción técnica por seguridad, el Operador del Sistema establecerá las limitaciones correspondientes por razones de seguridad.

La asignación se considera válida cuando se cubren los requerimientos publicados dentro del intervalo [90%, 110%] de los requerimientos publicados.

4. *Publicación de los resultados de la asignación.*

El Operador del Sistema publicará los resultados antes de las 15:00 horas del día D-1 para la programación del día D, o antes de transcurrida una hora desde la publicación del PDVP cuando ésta se realice después de las 14:00 horas (hora límite).

5. *Requisitos para la prestación del servicio.*

Cuando a una unidad de programación se le asigna una oferta de potencia adicional a subir en un periodo horario de la programación, significa que ésta adquiere el compromiso de proporcionar la potencia a subir que el sistema pudiese necesitar en dicho periodo de programación para el que haya sido contratada, y en función siempre de la potencia que haya ofertado. Así pues se trata de una disponibilidad de reserva de potencia adicional comprometida.

Para garantizar la provisión al sistema de la reserva de potencia a subir que se le ha asignado, cada unidad de programación teniendo en cuenta el tiempo de arranque de la unidad física o de generación, así como los periodos horarios de la programación en los que se le ha asignado oferta de potencia adicional a subir, deberá participar en las diferentes sesiones de Mercado Intradiario, según considere. Los programas de generación establecidos en las diferentes sesiones

del Mercado Intradiario serán considerados como una provisión efectiva de reserva de potencia a subir al sistema.

Cuando el operador del sistema convoque el mercado de gestión de desvíos a subir para un periodo de programación, las unidades de programación a las que se les haya asignado la provisión de reserva de potencia adicional a subir al sistema en dicho periodo de programación estarán obligadas siempre a realizar una oferta de reserva de potencia a subir para ese periodo por la diferencia entre el valor de la reserva de potencia adicional a subir asignada en el mercado de reserva y el valor de su programa de producción que se haya establecido mediante su participación en los distintos mercados intradiarios y procesos de gestión del sistema.

Los requerimientos de reserva de potencia a subir del sistema son recalculados continuamente por el Operador del Sistema, así pues, si se detectase una reducción de los requerimientos respecto al volumen contratado, el Operador del Sistema procederá a la reducción de las asignaciones utilizando el orden de precedencia económica de las ofertas presentadas.

6. *Liquidación del servicio.* Se trata de un mercado marginalista, dado que la liquidación por la prestación del servicio en cada periodo de programación está determinada por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en el periodo correspondiente (véase figura 6.16). Siempre que la reserva de potencia a subir haya sido efectivamente provista al sistema.

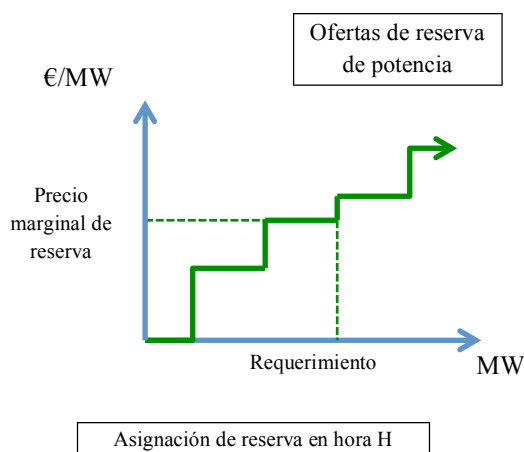


Figura 6.16. Asignación de ofertas de reserva de potencia.

Si la reserva de potencia adicional a subir provista al sistema fuese inferior a la reserva asignada, la potencia incumplida se valorará al precio marginal de la reserva de potencia adicional a subir multiplicado por 1,2. [17]

Los costes derivados de la provisión del servicio de contratación de la reserva de potencia adicional a subir se imputarán a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y sobre las unidades de venta en proporción a sus desvíos respecto a programa.

### 6.3.1.2. Ejemplo práctico de contratación de reserva de potencia adicional a subir.

Sean dos unidades de programación, UP G1 y UP G2, habilitadas ambas para el mercado de reserva de potencia. Ambas unidades de programación representan cada una a una única unidad de generación, G1 y G2 respectivamente. Las características técnicas de cada unidad se presentan en la tabla 6.15, teniendo en cuenta que la UP G2 corresponde a un ciclo combinado multiteje.

Unidad de Programación	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Mínimo para proveer reserva (MW)
UP G1	30	100	30
UP G2	200/450	400/850	200/450

Tabla 6.15. Características de unidades de programación.

El programa de UP G1 y UP G2 en el PVP es el siguiente:

Periodo horario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Programa (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Periodo horario	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Programa (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.16. Programa UP G1.

Periodo horario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Programa (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	300	300
Periodo horario	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Programa (MW)	300	300	300	300	300	300	200	0	0	0	0	0

Tabla 6.17. Programa UP G2.

Ambas unidades de programación cumplen las condiciones de programa en PVP adecuadas para la prestación del servicio. En el caso de la UP G2, teniendo en cuenta sus características técnicas, tiene programa en el modo de funcionamiento 1 (mínimo 200 MW, máximo 400 MW), por lo que la reserva que puede proveer es la que corresponde a modo de funcionamiento 2 (mínimo 400 MW, máximo 850 MW), es decir, 450 MW.

**Requerimiento de reserva de potencia adicional a subir:** tras la publicación del PVP por parte del Operador del Sistema, éste comunica los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir siguientes:

Requerimiento de reserva de potencia adicional a subir en periodo H11 = 500 MW

**Presentación de ofertas:** los agentes de mercado titulares de UP G1 y UP G2 presentan las siguientes ofertas de reserva de potencia adicional a subir para el periodo H11:

	Reserva de potencia adicional a subir (MW)	Precio (€/MWh)
UP G1	100	35
UP G2	450	40

Tabla 6.18. Ofertas de reserva de potencia adicional a subir para el periodo H11.

**Asignación de ofertas para H11:** al ser el precio de UP G1 menor que el de UP G2, la asignación es la que sigue:

UP G1 = 100 MW

UP G2 = 400 MW

De esta manera la UP G1 se compromete a proveer al sistema con una reserva de potencia adicional a subir de 100 MW en la H11 y la UP G2 400 MW en el mismo periodo

**Seguimiento de la prestación del servicio para H11:** Para garantizar al sistema la provisión de la reserva de potencia adicional a subir comprometida al cierre del mercado de reserva, ambas unidades de programación han de participar en alguna o varias de las sesiones de mercado intradiario cuyo horizonte de ejecución comprenda el periodo H11. Por ello para cumplir con la prestación del servicio, al cierre de la sesión 4 del mercado intradiario, cuyo horizonte de ejecución comprende los periodos horarios desde la H8 hasta las H24 ambos incluidos, ambas unidades de programación han de tener un programa para el periodo H11 igual o superior al mínimo técnico para proveer reserva.

Programa de UP G1 y UP G2 al cierre de la sesión 4 del mercado intradiario (Programa Horario Final de la sesión 4 o PHF4):

UP G1: PHF4 = 30 MWh  $\rightarrow$  Como  $\text{PHF4} \geq 30 \text{ MWh} \rightarrow$  Cumple

UP G2: PHF4 = 500 MWh  $\rightarrow$  Como  $\text{PHF4} \geq 450 \text{ MWh} \rightarrow$  Cumple

**Convocatoria de la gestión de desvíos para H11:** el operador del sistema comunica un requerimiento a subir de 300 MWh.

Para que cada unidad de programación cumpla con los requisitos de provisión de reserva de potencia adicional a subir han de ofertar potencia a subir igual a la diferencia entre la reserva de potencia a subir asignada en el mercado de reserva y la potencia programada en las sesiones del mercado intradiario en las que hayan participado cada una.



**UP G1:**

Oferta a subir obligada =  $100 - 30 = 70$  MWh

Oferta a subir = 50 MWh

Oferta a subir < Oferta a subir Obligada → Incumple en 20 MWh

**UP G2:**

Oferta a subir obligada =  $(450 + 400) - 500 = 350$  MWh

Oferta a subir = 350 MWh

Oferta a subir = Oferta a subir Obligada → Cumple

**Liquidación de la provisión del servicio:**

El precio marginal para el periodo H11 es de 40 €/MWh (última oferta asignada), por lo que la provisión efectiva y real de reserva de potencia adicional a subir se valorará a este precio. En cambio la potencia incumplida, como en el caso de los 20 MWh de UP G1 se valorará al precio resultado de multiplicar el precio marginal por 1,2, según se detalla en el ***P.O. 3.9. Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir***.

El cálculo de los derechos de cobro y obligaciones de pago están definidos en el procedimiento de operación en el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema, ***P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*** [23].

**6.3.2. Regulación primaria.**

Este servicio complementario tiene como objetivo mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema, es decir, en un valor estacionario ante desequilibrios instantáneos que se produzcan entre la generación y el consumo (pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de los intercambios internacionales). Los proveedores de este servicio son los grupos generadores. Es de carácter obligatorio y no retribuido. (***P.O. 7.1. Servicio complementario de regulación primaria*** [19]).

El servicio es prestado mediante la modificación automática de la potencia generada por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas de las unidades de generación ante variaciones de la frecuencia, manteniendo así el equilibrio instantáneo entre generación y demanda en el conjunto del sistema.

Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que las unidades de generación pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos (aumentar/reducir generación) ante un desvío de



frecuencia. El estatismo<sup>19</sup> de cada máquina establece en qué medida responde el generador (aumentando/disminuyendo potencia) a una variación de frecuencia.

Cuando la energía generada no coincide con la demandada, la energía que sobra o falta, se almacena o se extrae respectivamente de la energía cinética almacenada en el eje de giro de los alternadores (se aceleran/desaceleran). Los cambios en la velocidad de giro provocan una alteración en la frecuencia de la onda de tensión eléctrica generada. El regulador de velocidad de cada central detecta las variaciones de la velocidad de giro en el alternador o en la frecuencia de la onda, y automáticamente actúan sobre la válvula de vapor, gas o agua de la turbina, modificando en el sentido correspondiente la generación de la central.

Ante un aumento de la demanda o un déficit de generación, cae la frecuencia del sistema y los reguladores de velocidad de las centrales actúan aumentando la potencia generada por las centrales. Si por el contrario se produce un decremento de la demanda o un aumento de la generación, la frecuencia del sistema aumentará y los reguladores de velocidad actuarán disminuyendo la potencia generada.

De esta forma la regulación primaria frena la variación de la frecuencia ante desequilibrios, manteniéndola en un valor estacionario pero sin llegar a recuperar su valor nominal, quedando un error en régimen permanente.

Para el conjunto europeo interconectado, cada uno de los sistemas interconectados (operan a la misma frecuencia) ha de colaborar en la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de los sistemas.

Por ejemplo, ante el fallo de una central de generación en el sistema eléctrico peninsular español, la respuesta es solidaria para el sistema interconectado europeo. Se produce un desequilibrio de déficit de generación, y en consecuencia un descenso de la frecuencia. Actúa la regulación primaria de las centrales, el resto de zonas europeas contribuyen en la regulación en función del coeficiente de participación que tienen asignado, aportando parte de la generación necesaria al sistema español a través de las interconexiones. De esta forma se evita que la frecuencia siga cayendo, pero no se restablece a su valor nominal. Del mismo modo los intercambios de potencia con los países vecinos no se mantienen en su valor prefijado debido a su contribución para mantener la frecuencia. Se trata de un segundo lazo de control el que se encarga de restablecer la frecuencia y los intercambios a sus valores prefijados respectivamente, es la regulación secundaria.

En el **P.O. 1.5. Establecimiento para la regulación frecuencia-potencia** se establece el requerimiento de actuación de la regulación primaria. Así pues, los generadores deberán permitir establecer un estatismo en su regulador que permita la variación de la carga en un 1,5% de la potencia nominal, completando su actuación en:

---

<sup>19</sup> Se define *estatismo* de un regulador carga-velocidad como la relación entre la variación de la frecuencia y la variación de potencia entre el funcionamiento en vacío y el funcionamiento a plena carga del generador, es decir, indica como varía la frecuencia al variar la potencia. El estatismo se suele expresar en tanto por ciento de la frecuencia a potencia nominal.

- En 15 seg ante desvíos de frecuencia  $\leq 100$  mHz
- Lineal entre 15 y 30 seg ante desvíos de frecuencia entre 100 y 200 mHz

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a  $\pm 10$  mHz y la banda muerta voluntaria nula<sup>20</sup>.

Para la península, Red Eléctrica de España comunica a todos los agentes implicados los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados al sistema eléctrico español por ENTSO-E en su bloque europeo intercontinental<sup>21</sup>. Esta organización calcula para cada sistema interconectado continental las necesidades para que todo el sistema en conjunto funcione de forma segura. En este caso cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas. De este modo, para cada sistema nacional la reserva de regulación primaria exigida (RP), en un año concreto, está determinada por la expresión:

$$RP = \frac{E}{E_T} \cdot RP_T [MW] \quad (6.1)$$

donde:

E = energía producida el año anterior por el sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participantes).

$E_T$  = Energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo.

$RP_T$  = Reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado.

La regulación primaria debe estabilizar en pocos segundos las frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación. Bajo este criterio, debe contemplar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio si este es menor o igual a 1500 MW. Si el desequilibrio es mayor de 1500 MW la actuación del 50% de la reserva debe producirse antes de 15 segundos y alcanzar linealmente el 100% de la actuación antes de 30 segundos.

La regulación primaria deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la regulación primaria utilizada.

---

<sup>20</sup> *Banda muerta voluntaria nula* indica que no se contempla rango alguno de variación de la frecuencia para el cual el regulador no actúa de forma voluntaria, es decir, exceptuando la insensibilidad del regulador, éste actuará siempre aumentando/disminuyendo la potencia generada ante las variaciones de la frecuencia del sistema.

<sup>21</sup> Donde siguen en vigor las antiguas reglas UCTE (Union For the Co-ordination of Transmission of Electricity).

Para el conjunto del sistema europeo interconectado, la reserva mínima de regulación primaria establecida,  $RP_T$ , debe ser activada en su totalidad ante desvíos casi estacionarios de frecuencia iguales o superiores a 200 mHz.

### 6.3.3. Regulación Secundaria.

La regulación secundaria es un sistema de control frecuencia-potencia que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión entre España y Francia, y las desviaciones de la frecuencia, respecto al valor de consigna establecido. El uso de la regulación secundaria restaura la regulación primaria. Desde el inicio del desequilibrio, el comienzo de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y su actuación deberá estar concluida a más tardar en 15 minutos.

Así del mismo modo que se exponía en el apartado anterior, ante un déficit de generación en el Sistema Eléctrico, por ejemplo el fallo de una central de generación, se produce una caída de la frecuencia en el mismo, que es frenada en primer lugar por la actuación de la regulación primaria en el lado español y el aporte de generación del resto del sistema síncrono europeo a través de las interconexiones. Como resultado, los intercambios de energía a través de las interconexiones se desvían con respecto al programa previsto, y es la regulación secundaria la que restauraría ambos valores, frecuencia e intercambios, a los valores establecidos ordenando a los generadores que proveen el servicio aumentar la generación para compensar dicho déficit de la misma.

Todo ello se lleva a cabo, debido a que el sistema de regulación secundaria genera unas señales de control pertinentes, para modificar la producción de energía (aumentar o reducir generación según corresponda) de los generadores conectados a él.

El funcionamiento básico del sistema de regulación secundaria en España es el de un sistema jerarquizado que se estructura como sigue:

- Un **regulador maestro** envía sus señales de control a reguladores que, a su vez, controlan las unidades de producción conectadas a cada uno de ellos. El regulador maestro recibe el nombre de Regulación Compartida Peninsular (**RCP**) y está coordinado y controlado por el Operador del Sistema. Éste envía las señales de control en respuesta a las variaciones de frecuencia e intercambios de energía por las interconexiones que se producen como consecuencia de los posibles desequilibrios entre generación y demanda.

El sistema de regulación maestro RCP contará con un sistema principal en el CECOEL<sup>22</sup> del Operador del Sistema y de un sistema de respaldo en el CECORE, localizado en Tres Cantos (Madrid) que asumirá la función de «Regulador Maestro» en caso de indisponibilidad del principal.

---

<sup>22</sup> El Operador del Sistema en España, Red Eléctrica de España, desempeña su labor desde dos centros de control, CECOEL y CECORE, que pueden actuar de centro de respaldo el uno del otro en caso que fuese necesario.

- Cada regulador conectado a la RCP recibe el nombre de **AGC** (Control automático de la generación), y coordina y controla el conjunto de unidades de producción que constituyen una zona de regulación. Estas unidades de producción regulan en conjunto en respuesta a la RCP, cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de la energía en tiempo real. Las zonas de regulación están constituidas por unidades de generación, previamente habilitadas por el Operador del Sistema y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC y también por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio complementario de regulación secundaria. Por su parte el Operador del Sistema, determinará el requerimiento de regulación del sistema y comunicará a cada regulador de zona su contribución al mismo.

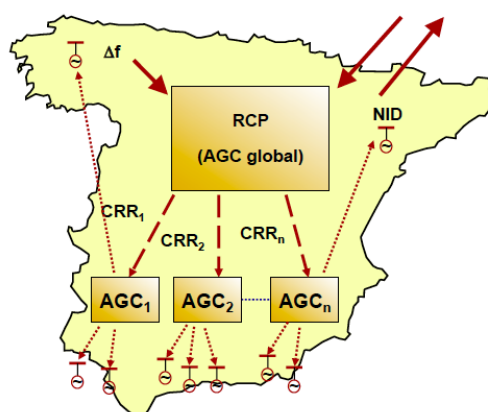


Figura 6.17. Regulación jerarquizada. RCP.  
Fuente: REE.

En la figura 6.17, se representa un esquema de la regulación secundaria donde el regulador maestro (RCP) envía a cada zona de regulación la Contribución Requerida a la Regulación (CCR) que le corresponde. Como consecuencia de cumplir con los requerimientos de la regulación secundaria las unidades de generación varían su programa, dando lugar a un desvío de generación en la zona de regulación a la que pertenece respecto a su programa, NID.

Las zonas de regulación no están asociadas a zonas geográficas. Actualmente, a fecha Marzo de 2013, existen doce zonas de regulación en el Sistema Eléctrico Peninsular Español: Acciona, Alpiq (HISPE), Bahía Bizcaia, Bizcaia Energía, Detisa, Electrabel, Endesa, Eon, Global 3, Gas Natural SDG, Hidrocantábrico, Iberdrola. Cada zona de regulación gestiona su correspondientes unidades de programación que pueden a su vez tener una o más unidades físicas de generación. (Véase tabla 6.19).



Zonas de Regulación vigentes a fecha 25-03-2013

Código ZR	Descripción	Códigos UP
ACC	Acciona	CHIPG EBRACC1 EBRACC2 HEGEDGS
ALP	Alpiq (HISPE)	PVENT1 PVENT2
BBE	Bahía Bizkaia	BAHIAB
BZE	Bizkaia Energía	AMBIETA
CEP	Delisa	ARRU1 ARRU2

Tabla 6.19. Ejemplos de cinco zonas de regulación.

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

En la tabla 6.19, se muestra la siguiente información: En la primera columna aparece el código de la zona de regulación, en la segunda columna el nombre completo de la zona de regulación y en la tercera las unidades de programación pertenecientes a cada zona de regulación representada por su código.

Para prestar el servicio de regulación secundaria el Operador del Sistema ha de contar con una *reserva de regulación secundaria a subir y a bajar* en el sistema eléctrico. En el **P.O. 7.2. Regulación secundaria**, se define la reserva de regulación secundaria a subir/bajar como el valor máximo de variación de potencia que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de generación en control (habilitadas para la regulación secundaria) en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos de la regulación secundaria.

La cantidad de reserva que debe mantenerse en el Sistema Eléctrico Peninsular Español la determina el Operador del Sistema, para cada periodo de programación del día siguiente o de operación, día D.

Para su cálculo se utilizan las siguientes consignas:

- La actual recomendación de la ENTSO-E estable como valor mínimo de reserva de regulación secundaria a subir:

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b \quad (6.2)$$

donde:

$L_{max}$  = nivel de demanda prevista en el área de control correspondiente al Sistema Eléctrico Peninsular Español.

$a = 10 \text{ MW}$

$b = 150 \text{ MW}$

- La reserva secundaria a bajar se establecerá, según la evolución creciente o decreciente de la curva de la demanda, entre el 40% y 100% de la reserva a subir.

Se garantizarán los siguientes valores mínimos de reserva de regulación secundaria, sobre todo en los periodos horarios en los que la reserva de regulación terciaria disponible es baja por ser pocos los generadores acoplados a la red (valles de demanda):

Reserva a subir = 500 MW

Reserva a bajar = 400 MW

Además de las recomendaciones de la ENTSO-E, el Operador del Sistema tendrá en cuenta otras consideraciones para el cálculo de la reserva de regulación secundaria necesaria:

- La evolución temporal previsible de la demanda.
- La probabilidad de fallo de los generadores acoplados.
- La variabilidad de la producción eólica.
- La magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción y de consumo de bombeo.
- Se dotará de un mayor volumen de reserva en los periodos horarios que presentan puntos de inflexión en la curva de la demanda peninsular, es decir, paso de valle a punta y viceversa. Y también en los periodos horarios en los que presenten cambios acusados en los programas de intercambio internacionales (Francia, Portugal y Marruecos).

Así mismo, el uso de *energía efectiva neta de regulación secundaria* realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de generación integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria. Esta energía neta puede ser energía secundaria a subir (signo positivo) o energía secundaria a bajar (signo negativo).

El servicio de regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado. Este servicio es retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

#### **6.3.3.1. Descripción del proceso de asignación del servicio de regulación secundaria.**

1. *Publicación de requerimientos*: Cada día el Operador del Sistema determina y comunica a los sujetos de mercado los requerimientos de reserva global de regulación secundaria requerida en el Sistema Eléctrico Peninsular Español, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los periodos de la programación del día siguiente. Según aparece en el **P.O. 3.1. Programación de la generación**, se publicarán antes de las 14:00 horas del día D-1 (día en que se realiza la programación de la generación para las 24 horas del día siguiente o día D). Véase ejemplo de la figura 6.18.

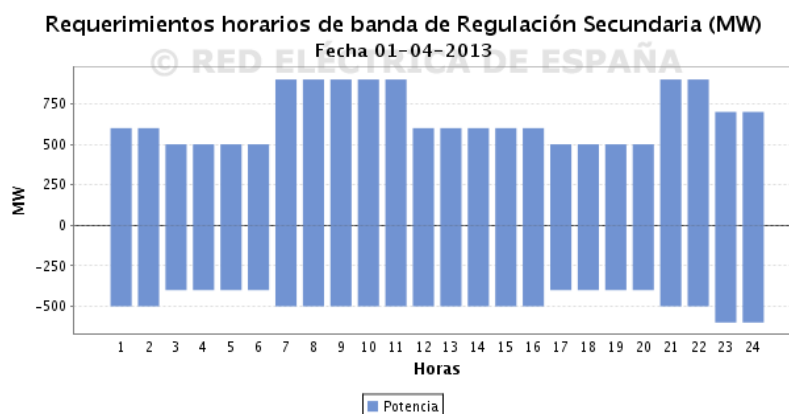


Figura 6.18. Requerimientos horarios de banda de Regulación Secundaria (MW).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es).

Además comunicará el valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta, que es la suma de la oferta de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual.

Banda de potencia de regulación secundaria = Oferta de reserva a subir + Oferta de reserva a bajar

Ejemplo:

Sea una unidad de programación, A, cuyas ofertas de reserva de regulación secundaria para un periodo de programación h son las siguientes:

Reserva de regulación secundaria a subir  $_h = 200$  MW

Reserva de regulación secundaria a bajar  $_h = 100$  MW

Banda de potencia de regulación secundaria que oferta la unidad A  $_h = 200 + 100 = 300$  MW

La banda de potencia tiene que estar dentro del rango publicado por el Operador del Sistema.

2. *Presentación de ofertas:* Una vez publicados los requerimientos de reserva de potencia de regulación secundaria, se abre el proceso de recepción de ofertas de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas del día D-1, salvo que el Operador del Sistema indique lo contrario.

Las ofertas serán presentadas por los responsables de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y tendrán la siguiente información para cada periodo de la programación del día siguiente:

- a. Oferta de reserva a subir (MW).
- b. Oferta de reserva a bajar (MW).
- c. Precio de la oferta de la banda de regulación (€/MWh)
- d. Variación de la energía necesaria respecto del PVP o redespacho ( $\pm$  MWh). En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de generación, se toman en



consideración los valores de energía programada en el PVP para cada unidad de programación y para cada periodo horario. Es por ello que el grupo ha de tener un programa en PVP que le permita proporcionar la banda ofertada, cuando este programa no es factible para dar la banda ofertada los agentes incluyen en la oferta un redespacho, que viene a ser la modificación del programa respecto a PVP que el agente se compromete a ajustar en los siguientes mercados para adquirir un programa que le permita proporcionar la banda ofertada en el periodo correspondiente.

Mínimo técnico  $\leftarrow$  Reserva a bajar  $\leftarrow$  **PVP  $\pm$  Redespacho**  $\rightarrow$  Reserva a subir  $\rightarrow$  Potencia Máxima

Unidad de programación	Zona de regulación	Nº Bloque	Oferta Subir (MW)	Oferta Bajar (MW)	Programa PVP	Redespacho	Precio €/MWh
BBA	ZON	1	10.8	9.2	186.7	10.1	22.19
		2	10.8	9.2	186.7	10.1	22.19
		3	10.8	9.2	186.7	10.1	22.19
		4	10.8	9.2	186.7	10.1	22.19
Total			43.2	36.8	-	40.4	-

Tabla 6.20. Ejemplo de oferta de secundaria para una unidad de programación cualquiera A en un periodo de programación H.

En la tabla 6.20, se puede observar que la unidad de programación BBA ha ofertado en cuatro bloques banda de regulación secundaria. El programa en PVP es el equivalente a su mínimo técnico, que le permite proporcionar reserva de regulación secundaria a subir (potencia máxima de BBA = 400), pero no a bajar. Por lo que el agente de mercado que representa dicha unidad de programación ha incluido en la oferta a modo de compromiso un redespacho que le permitirá proporcionar la banda ofertada en ambos sentidos, de no adquirir dicho compromiso, la oferta no se tendría en cuenta en el proceso de asignación.

$$186.7 < (186.7 + 9.2) < (186.7 + 10.1) < (186.7 + 10.1 + 10.8) < 400$$

### 3. Asignación de Ofertas:

Se asignan las ofertas, aplicando criterios de mínimo coste, hasta cubrir los requerimientos fijados por el Operador del Sistema, estableciéndose un precio marginal de banda en cada periodo horario. El precio de retribución de banda de potencia de regulación secundaria será el de la última oferta asignada. En caso de igualdad de precios de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.



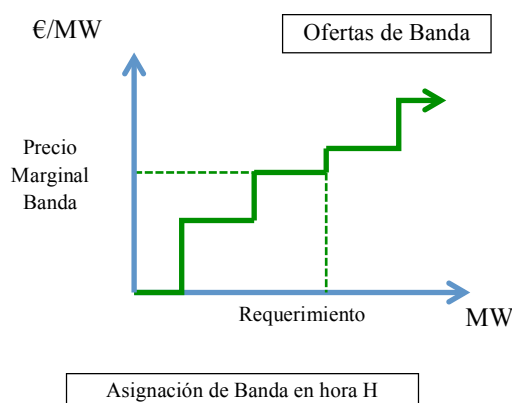


Figura 6.19. Asignación y precio marginal de banda de regulación secundaria.

**Curvas de ofertas de banda de regulación secundaria**  
**01-04-2013 hora 00-01**

Subir			Bajar		
Precio €/MWh	Ofertas MW	Asignaciones MW	Precio €/MWh	Ofertas MW	Asignaciones MW
0,100	10,9	10,0	0,100	9,1	9,0
2,900	20,0	20,0	2,900	17,0	17,0
3,000	60,0	60,0	3,000	50,0	50,0
7,200	60,0	60,0	7,200	50,0	50,0
14,300	60,0	60,0	14,300	50,0	50,0
15,000	12,0	12,0	15,000	10,0	10,0
16,100	14,0	14,0	16,100	12,0	12,0
16,800	25,0	25,0	16,800	22,0	22,0
17,500	6,0	6,0	17,500	5,0	5,0
18,200	6,0	6,0	18,200	5,0	5,0
18,900	6,0	6,0	18,900	5,0	5,0
19,600	6,0	6,0	19,600	5,0	5,0
20,400	6,0	6,0	20,400	5,0	5,0
21,100	6,0	6,0	21,100	5,0	5,0
21,800	6,0	6,0	21,800	5,0	5,0
22,270	21,8	20,0	22,270	18,2	18,0
22,500	6,0	6,0	22,500	5,0	5,0
23,200	6,0	6,0	23,200	5,0	5,0
24,200	6,0	6,0	24,200	5,0	5,0
24,800	6,0	6,0	24,800	4,0	4,0
25,000	12,0	12,0	25,000	10,0	10,0
25,700	6,0	6,0	25,700	5,0	5,0
26,500	6,0	6,0	26,500	5,0	5,0
27,400	6,0	6,0	27,400	5,0	5,0
28,300	6,0	6,0	28,300	5,0	5,0
30,000	14,0	13,0	30,000	10,0	10,0
32,270	32,7	30,0	32,270	27,3	27,0
33,200	6,0	6,0	33,200	5,0	5,0
34,800	6,0	6,0	34,800	5,0	5,0
35,000	12,0	12,0	35,000	10,0	10,0
39,100	6,0	5,0	39,100	5,0	5,0
42,270	32,7	30,0	42,270	27,3	27,0
44,710	35,5	35,0	44,710	29,5	29,0
52,270	43,6	40,0	52,270	36,4	36,0
55,000	12,0	12,0	55,000	10,0	10,0
62,270	32,7	14,0	62,270	27,3	12,0
65,000	12,0	-	65,000	10,0	-

Tabla 6.21. Ejemplo de asignación de regulación secundaria a subir y bajar.

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

En la tabla 6.21, aparecen las ofertas de regulación secundaria tanto a subir como a bajar para el día 1 de Abril de 2013 en la hora 01. Para ambos sentidos de regulación, en la primera columna y segunda columnas aparecen ordenadas por orden ascendente de precio (€/MWh) las ofertas presentadas al mercado de regulación secundaria, y en la tercera columna la asignación en MW de cada oferta. Se puede observar que el precio

de la última oferta con asignación es de 62,27 €/MWh para ambos sentidos, subir y bajar, que sería el precio marginal de la hora 01.

Las ofertas presentadas deben cumplir los siguientes criterios generales especificados en el **P.O. 7.2. Regulación secundaria** [20]. Cuando una oferta incumpla alguna de las condiciones, ésta será rechazada.

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada el agente ha incluido en la oferta un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el PVP, el agente responsable de dicha unidad de programación deberá acudir al Mercado Intradiario para obtener el redespacho necesario. En caso de que la unidad de programación no haya podido conseguir ajustar el programa en el mercado intradiario, será el Operador de Transporte quien modifique el programa atendiendo al redespacho que sea necesario y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria de gestión de desvíos si fuera posible, y si no mediante la asignación de reserva de regulación terciaria. En este caso será el agente de mercado responsable de la unidad de programación el que incurra en los costes del desvío.

Ejemplo:

Sea la unidad de programación, A, del ejemplo anterior, a la que le ha sido asignada la siguiente oferta en el mercado de regulación secundaria para el periodo H11 de la programación del día siguiente:

Reserva de regulación secundaria a subir  $H_{11} = 200$  MW

Reserva de regulación secundaria a bajar  $H_{11} = 100$  MW

Banda de potencia de regulación secundaria que oferta la unidad A  $H_{11} = 200 + 100 = 300$  MW

Los datos técnicos de la unidad de generación representada por dicha unidad de programación son:

Mínimo técnico (A) = 200 MW; Potencia máxima (A) = 500 MW

Programa de energía asignado en el PVP $_{H11}$  (A) = 400 MW

Para cumplir con la reserva a subir que se le ha asignado, 200 MW, la potencia máxima que puede producir la unidad de generación tendría que ser 600 MW en lugar de 500 MW, lo cual no es técnicamente posible por las características del generador. Es por ello, que la unidad de programación A tiene que ajustar el programa resultado del PVP para poder cumplir con la oferta que le ha sido asignada tanto a subir como a bajar. Este ajuste ha de realizarse acudiendo al mercado intradiario correspondiente para que en el periodo horario H11 tenga el programa que le permita prestar el servicio de regulación secundaria que se le ha asignado. Previamente el agente de mercado correspondiente habría tenido que incluir en la oferta, a modo de compromiso, el redespacho necesario para adquirir el programa factible.

Así pues, **PHF $_{4,H11}$  (A) = 300 MW**,

Donde PHF $_{4,H11}$  es el programa horario final para el periodo horario H11 resultado de la sesión 4 del mercado intradiario, que sería el último donde podría modificar el programa para el periodo horario H11.

El redespacho generado sería  $400 - 300 = 100$  MW a bajar.

Si la asignación de una de una oferta de regulación secundaria con un redespacho asociado, crease una restricción técnica en el sistema, dicha oferta no será considerada.

#### 4. *Publicación de los resultados:*

No más tarde de las 16:00 horas del día D-1, el Operador del Sistema publicará la asignación de la reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguientes (día D).

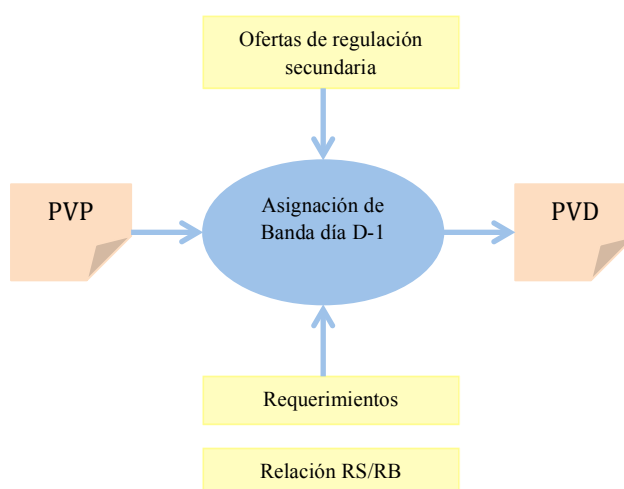


Figura 6.20. Diagrama de funcionamiento del mercado de regulación secundaria.

En el diagrama de la figura 6.20, PVP es el Programa Viable Provisional, y PVD el Programa Viable Definitivo.

#### 5. *Liquidación:*

El servicio de regulación secundaria se liquida por dos conceptos, que se detallan en el **P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.** [23]

- Disponibilidad:* la asignación de reserva de regulación da un derecho de cobro a cada unidad de producción con banda asignada al precio marginal horario de banda.
- Utilización de energía* al precio marginal horario de uso de secundaria, calculado a partir del precio marginal de uso de regulación terciaria sobre la escalera de ofertas de energía de regulación terciaria.

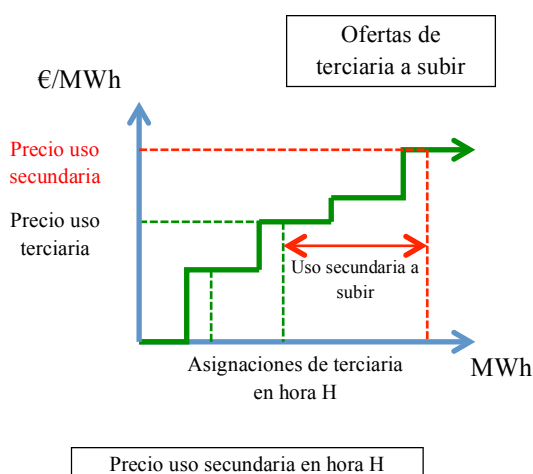


Figura 6.21. Determinación del precio marginal de utilización de energía secundaria.

## 6. Imputación:

La imputación del servicio de regulación secundaria se realiza en función de dos conceptos:

- Banda*: el coste de la potencia se carga a las unidades de adquisición de energía (demanda final), proporcionalmente a la lectura de su demanda elevada a barras de la central, excepto las unidades de adquisición de energía de consumo bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición de energía cuyo destino sea el suministro fuera de España (exportaciones de energía).
- Energía realmente consumida*: este coste se carga a las unidades desviadas respecto a programa que no hayan participado en la gestión de desvíos.

### 6.3.4. Regulación terciaria

La regulación terciaria es un servicio complementario empleado para hacer frente a desequilibrios imprevistos entre generación y demanda, que se reflejan en un uso neto (a subir o bajar) de la reserva de regulación secundaria. Así pues, el objetivo de la regulación terciaria es restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y facilitar el equilibrio generación-demanda en periodos inferiores o iguales a una hora.

En el **P.O. 7.3. Regulación terciaria** [21], se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo (bombeo de generación) en un tiempo inferior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, dos horas consecutivas. La reserva a nivel global del Sistema Eléctrico Peninsular Español es la suma de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas las unidades de producción o consumo de bombeo.

La reserva de regulación terciaria es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada<sup>23</sup> de potencia de los grupos de generación eléctrica o de consumo de bombeo que oferten la prestación del servicio al menor precio. La reserva de regulación terciaria la aportan los grupos que no están regulando secundaria, y se dice que es manual porque actúa bajo la orden del Operador del Sistema y no responde a automatismo alguno.

Cuando en cualquier momento del día D, se produzca una incidencia en el sistema que conlleve un desequilibrio entre la generación y el consumo, y en consecuencia una variación de la frecuencia respecto a su valor de referencia y de los intercambios por las interconexiones con Francia respecto a lo programado, de forma automática actuarán de inmediato la regulación primaria y la regulación secundaria. La regulación primaria actuará para estabilizar la frecuencia en un valor estacionario, y la regulación secundaria para restablecer el valor de la frecuencia y el flujo por las interconexiones a los valores programados. Estas actuaciones conllevan una pérdida de la reserva de regulación secundaria.

En consecuencia, si la reserva de regulación secundaria, en cualquiera de los sentidos (subir o bajar), cayera por debajo de los niveles que el Operador del Sistema considera inadmisibles por razones de seguridad en el sistema, éste utilizaría la reserva de regulación terciaria para restaurar los niveles de reserva de regulación secundaria deseados.

#### 6.3.4.1. Actuación conjunta de regulación secundaria y regulación terciaria.

Dado el siguiente escenario de generación y programa de intercambio con Francia en el Sistema Eléctrico Peninsular Español, en el que existe equilibrio entre generación y demanda:

Intercambio con Francia = Programado = 700 MW sentido Francia → España

Los grupos o unidades que están generando en el sistema son los siguientes:

Unidad	Regulación secundaria
A	SI
B	NO
C	SI
D	SI
E	NO
F	NO

Tabla 6.22. Unidades de generación con asignación de regulación secundaria.

<sup>23</sup> Se define la *energía a subir* como los incrementos de producción o importación de energía y la disminución de consumo de bombeo o exportación de energía. Y la *energía a bajar* como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

Los niveles de reserva de regulación secundaria del sistema son:

Reserva a subir	1000 MW
Reserva a bajar	600 MW

Tabla 6.23. Niveles de reserva de regulación secundaria.

En un instante determinado se produce un desequilibrio entre generación y demanda por la desconexión intempestiva del generador F, que en ese momento estaba generando 350 MW. En consecuencia se produce una variación de la frecuencia, cuyo valor disminuye, y un desvío del intercambio con Francia con respecto al programa, que aumenta en sentido Francia a España.

Déficit de generación  $\rightarrow$  Demanda > Generación  $\rightarrow \Delta$ frecuencia +  $\Delta$ Intercambio

En un primer momento actuaría la regulación primaria de forma automática para frenar la caída del valor de la frecuencia, aumentando la generación de los grupos que prestan el servicio y además entraría más energía a través de las interconexiones con Francia, compensando con ambas medidas la pérdida de generación sufrida en el lado español.

En el ejemplo, se va a suponer que la pérdida de generación es lo suficientemente pequeña dentro del sistema europeo interconectado, tal que la variación de la frecuencia del mismo a consecuencia de ello sea mínima, y por tanto no actúe la regulación primaria por no ser sensible a tal variación. Así pues, se va a considerar que los 350 MW de generación que se han perdido, van a ser aportados a través de las interconexiones con Francia en el instante siguiente al desequilibrio, y por tanto se va a producir un desvío de 350 MW en sentido Francia a España.

Desvío con Francia =  $\Delta$ Intercambio Francia-España = 350 MW (Francia  $\rightarrow$  España)

El intercambio Francia-España, en el instante después del incidente sería:

Intercambio Francia-España = 700 + 350 = 1050 MW (Francia  $\rightarrow$  España)

En respuesta al desvío con Francia, comienza a actuar la regulación secundaria de forma automática dentro del escalón de tiempo de actuación correspondiente a la misma, para corregir dicho desvío. La corrección del desvío implica devolver el intercambio al valor programado, es decir, 700 MW sentido Francia a España. Para ello los grupos que están regulando secundaria, es decir, el A, el C y D, aumentarán su generación automáticamente en proporción a los requerimientos que corresponden a la zona de regulación a la que pertenece cada uno, de forma que la suma de los incrementos de generación de los tres sea de 350 MW.

$\Delta$ Generación<sub>A</sub> +  $\Delta$ Generación<sub>C</sub> +  $\Delta$ Generación<sub>D</sub> = 350 MW  $\uparrow$

Al aumentar generación los grupos A, C y D, disminuye la reserva de regulación secundaria a subir, ya que disminuye el margen de generación que pueden aumentar hasta alcanzar su potencia máxima.

Al mismo tiempo aumenta la reserva de regulación secundaria a bajar, puesto que al aumentar generación los grupos A, C y D, aumenta el margen de generación que pueden disminuir dichos grupos generadores hasta alcanzar su mínimo técnico.

Por ejemplo, en el supuesto de que el generador A tenga las siguientes características:

Generador	Mínimo técnico (MW)	Potencia máxima (MW)	Programa (MW)	Reserva a subir (MW)	Reserva a bajar (MW)
A	100	400	200	200	100
			300	100	200

Tabla 6.24. Características del generador A.

De este modo, tras la actuación de la regulación secundaria:

- Las reservas globales de regulación secundaria del sistema eléctrico serían:

Reserva a subir	$1000 - 350 = 650 \text{ MW}$
Reserva a bajar	$600 + 350 = 950 \text{ MW}$

Tabla 6.25. Reservas globales de regulación secundaria.

Intercambio Francia-España = 700 MW (Francia → España)

Si el Operador del Sistema, considera que tras la actuación de la regulación secundaria, el valor de la reserva a subir ha quedado por debajo del valor que se requiere para garantizar la seguridad del sistema, procederá a aumentarla con regulación terciaria.

Supóngase, que el Operador del sistema considera que, en ese instante, 900 MW sería un valor aceptable para la reserva de regulación secundaria a subir. Para alcanzar este valor, daría orden de subir generación a las unidades de generación B y E que no están regulando. Para ello iniciaría un proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria por orden de mérito (precio ascendente) a las unidades que prestan el servicio.

En este proceso, se asignan ofertas a ambos grupos, B y E. Por tanto, dichos grupos aumentan su generación hasta alcanzar entre ambos la suma de 250 MW, resultado de la diferencia de la reserva a subir deseada 900 MW y la reserva a subir de la que dispone.

$$\Delta \text{Generación}_B + \Delta \text{Generación}_E = 250 \text{ MW} \uparrow$$

Tras la actuación de la regulación terciaria, los grupos que están regulando secundaria, A, C y D, bajan su generación de forma automática en la misma (cuantía) que los grupos que han aumentado su generación por regulación terciaria (manual), B y E.

Tras la actuación de la regulación terciaria:

- Las reservas globales de regulación secundaria del Sistema Eléctrico serían:

Reserva a subir	$650 + 250 = 900 \text{ MW}$
Reserva a bajar	$950 - 250 = 700 \text{ MW}$

Tabla 6.26. Reservas globales de regulación terciaria.

Intercambio Francia-España = 700 MW (Francia → España)

La regulación terciaria es un servicio de oferta obligatoria para aquellas unidades de producción o consumo de bombeo de energía, previamente habilitadas por el Operador del Sistema, y que tienen por tanto la capacidad técnica y operativa para prestar el servicio. Es obligatoria por tanto la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad, ya sea de venta (aumentar generación o disminuir consumo) o adquisición (disminuir generación o aumentar consumo) de energía.

En España es un servicio complementario retribuido y se rige por un mecanismo de mercado.

#### 6.3.4.2. Descripción del proceso de asignación del servicio de regulación terciaria.

1. *Publicación de requerimientos*: el día D-1, el Operador del Sistema determina los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación del día D de acuerdo con lo establecido en el **P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia**. Dichos requerimientos serán publicados antes de las 21:00 horas del día D-1.
2. *Presentación de ofertas*: antes de las 23:00 horas del día D-1 los sujetos de mercado que representan a dichas unidades de producción o consumo de energía deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible, tanto a subir (aumentar generación o disminuir consumo) como a bajar (disminuir generación o aumentar consumo), para cada uno de los periodos del horizonte de programación del día siguiente, día D. Los sujetos de mercado están obligados a actualizar las ofertas presentadas en función de las indisponibilidades de las unidades de producción o consumo y de las modificaciones de programa que puedan sufrir.

Para cada periodo de programación, las ofertas han de especificar para cada bloque ofertado, el sentido (subir o bajar), la reserva de regulación terciaria disponible en MW, y el precio de la energía correspondiente en €/MWh.

La tabla 6.27 presenta un ejemplo de oferta de terciaria para una unidad de programación, A, en los cinco primeros periodos de programación del día D.

	Unidad de programación	Sentido	Bloque	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05
MW	A	Subir	1	-	105.0	105.0	105.0	-
€/MWh				-	65.4	65.4	65.4	-
MW	A	Bajar	1	-	-	-	-	-105.0
€/MWh				-	-	-	-	0.03
MW	A	Subir	2	-	105.0	105.0	105.0	-
€/MWh				-	66.3	66.3	66.3	-
MW	A	Bajar	2	-105.0				-105.0
€/MWh				0.03				0.0

Tabla 6.27. Ejemplo de oferta de terciaria para una unidad de programación A.



Las ofertas presentadas deben cumplir los siguientes criterios especificados en el **P.O. 7.3. Regulación terciaria** [21].

### 3. Asignación de ofertas:

En cualquier instante dentro de cada periodo del día de operación o día D, el Operador del sistema puede detectar la necesidad de uso de la reserva de regulación terciaria para restaurar la reserva de regulación secundaria que se ha utilizado como respuesta automática a un desequilibrio entre la generación y el consumo. En este caso el Operador del Sistema recurre a la asignación de las ofertas de reserva de regulación terciaria de que dispone para el periodo horario y en el sentido (subir o bajar) que corresponda.

Si el Operador del Sistema detectase que las ofertas de reserva de regulación terciaria de que dispone no son suficientes para cubrir los requerimientos de la misma en el sentido que corresponda, procederá al acoplamiento de unidades térmicas de generación adicionales, aplicando por ello el **P.O. 3.2. Resolución de restricciones técnicas**.

El proceso de asignación se realiza como sigue:

- a. En función del tipo de oferta, a subir o a bajar, se ordenan por un lado las ofertas de regulación terciaria a subir de menor a mayor precio y por otro las ofertas de regulación terciaria a bajar de mayor a menor precio.
- b. Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, estos se ordenan por orden de llegada de los ficheros de oferta.
- c. El precio del servicio es fijado por la última oferta asignada en cada sentido. Así pues, habrá un precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir (última oferta a subir asignada), y un precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar (última oferta a bajar asignada).
- d. Dentro de un mismo periodo horario se pueden realizar varias sesiones de asignación de ofertas de regulación terciaria, a pesar de ello, sólo existirá un único precio marginal de regulación terciaria a subir y un único precio marginal de regulación terciaria a bajar, en función del sentido de las asignaciones que se hayan realizado. El precio marginal a subir corresponderá con la oferta de precio más elevado asignada y el precio marginal a bajar con la oferta de precio más bajo asignada en ese periodo.
- e. Si habiéndose realizado asignaciones de ofertas de regulación terciaria en un sentido en un periodo horario, se requiere realizar asignaciones de ofertas de regulación terciaria en el sentido opuesto en la siguiente sesión dentro del mismo periodo horario, se comenzará por desasignar las ofertas que se habían efectuado en el sentido opuesto anteriormente. Si se da esta circunstancia y no es necesario asignar nuevas ofertas porque ha sido suficiente desasignando, puede que no exista precio marginal de regulación terciaria en uno de los sentidos (subir o bajar).
- f. En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real y para su resolución sea necesario programar ofertas de reserva de regulación

- terciaria a subir o a bajar, dichas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de uso de la energía de regulación terciaria en el periodo que corresponda.
- g. La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado mantenida durante un periodo de tiempo, equivale a un redespacho de energía (MWh) sobre el programa de energía previo de la unidad de programación, a subir o bajar en función del tipo de oferta asignada (subir o bajar).
  - h. Una vez finalizada la asignación, la potencia asignada se convierte en el redespacho de energía correspondiente que resulta de multiplicar la variación de potencia asignada a la oferta (MW) por el tiempo que se mantiene dicha asignación (h). Se considerará desde el momento de la asignación una rampa de potencia de 15 minutos y a partir de entonces la potencia asignada se mantendrá hasta el fin de la asignación, que no coincidirá con el fin del periodo si se produce una desasignación de ofertas antes.

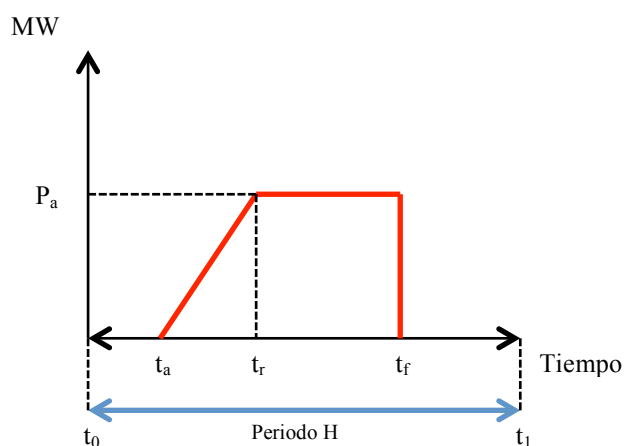


Figura 6.22. Redespacho de regulación terciaria.

En la figura 6.22 se representa la conversión de la potencia asignada en una oferta de reserva de regulación terciaria a subir en el redespacho de energía equivalente, donde:

$P_a$  = potencia asignada en la oferta.

$t_0$  = inicio del periodo de programación

$t_a$  = instante de la asignación efectiva de la oferta y comienzo de la rampa de subida de potencia

$t_r$  = instante en que finaliza la rampa de subida de potencia ( $t_a + 0,25$ )

$t_f$  = fin de la asignación de la oferta. El fin de la asignación de la oferta puede o no coincidir con el fin del periodo,  $t_1$ .

el área comprendida por los trazos en color rojo representa el redespacho de energía equivalente a la potencia asignada en MWh.

Las asignaciones de reserva de regulación terciaria que se realicen dentro de un periodo determinado para cubrir el siguiente periodo, serán efectivas quince minutos antes del inicio de este último.

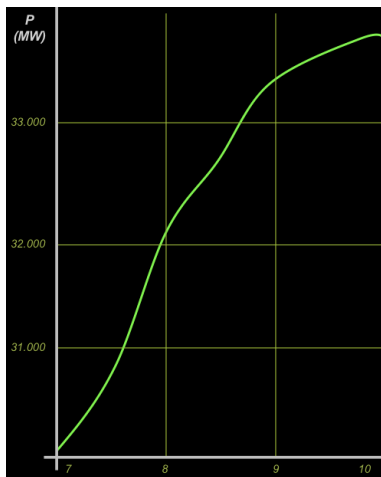


Figura 6.23. a

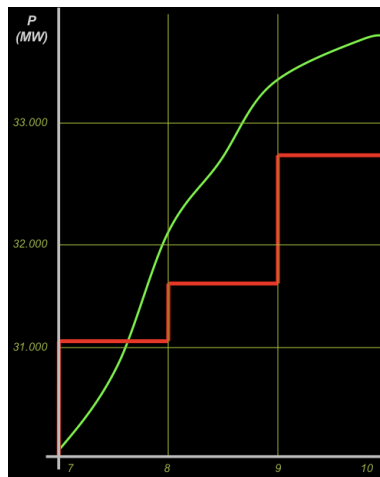


Figura 6.23.b

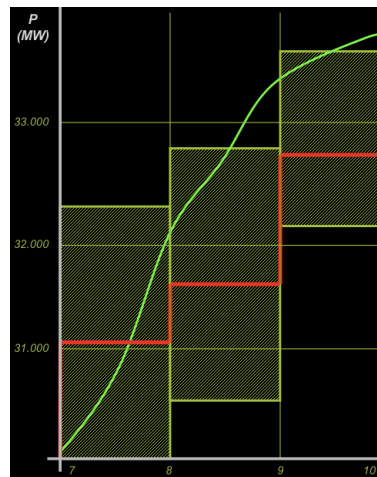


Figura 6.23.c

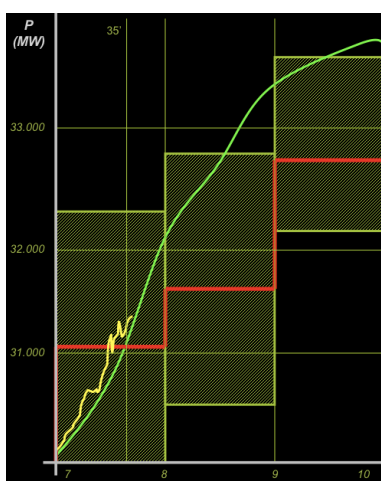


Figura 6.23.d

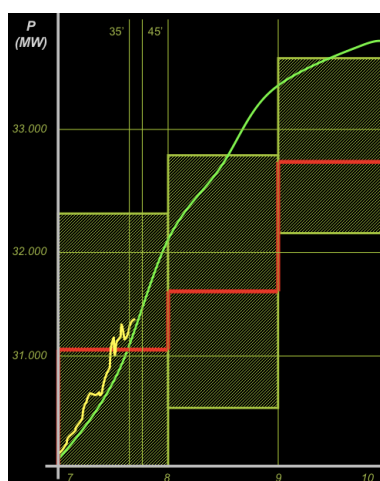


Figura 6.23.e

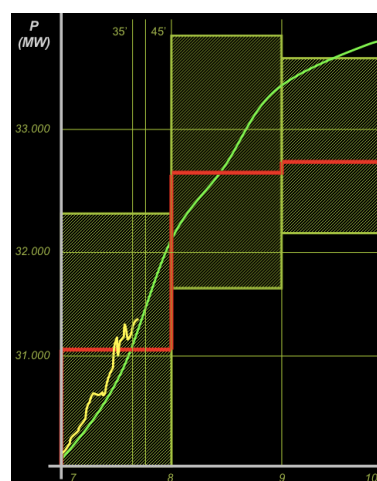


Figura 6.23.f

Figura 6.23. Redespacho de energía de regulación terciaria a subir.  
Fuente: REE.

En las figuras 6.23.a, 6.23.b, 6.23.c, 6.23.d, 6.23.e y 6.23.f, se representa secuencialmente un redespacho de energía de regulación terciaria a subir en el periodo H9 (desde las 8 horas hasta las 9 horas) de un día cualquiera. Se trata de una vista en detalle de la curva de demanda de energía eléctrica en tiempo real que Red Eléctrica de España como operador del sistema elabora para el seguimiento de la misma en tiempo real.

En la figura 6.23.a, se representa en color verde la curva de la demanda prevista por el Operador del Sistema.

En la figura 6.23.b, se añade la línea escalonada en color rojo que representa la programación horaria operativa, que es la producción para los grupos de generación a los que se les haya adjudicado el suministro de energía en el mercado diario e intradiario, así como en las diferentes sesiones de gestión de desvíos y regulación terciaria. Se trata de una curva discretizada, el sentido es suponer que dentro de cada periodo la demanda permanece constante en un valor que es el promedio de la demanda instantánea dentro de ese mismo periodo de tiempo. Así pues, para garantizar el equilibrio entre generación y demanda, en cada periodo la demanda prevista representada por la curva verde ha de cortar en el centro a la curva de programación en color rojo.

En la figura 6.23.c, se añaden los cuadros sombreados en amarillo que representan la reserva a subir y a bajar disponible en cada periodo horario, a partir de la programación horaria operativa.

En la figura 6.23.d, aparece la curva amarilla que refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica y que sigue la tendencia de la curva verde de la demanda prevista. En este gráfico se destaca el minuto 35 del periodo H8 (desde las 7 horas hasta las 8 horas), ya que en este instante finaliza el periodo para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes al periodo de programación posterior, H9. A partir de este momento el Operador del Sistema teniendo en cuenta que para el periodo siguiente, H9, la demanda prevista es superior a la energía programada para esa hora, iniciaría una sesión de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir para el periodo H9.

Dicha asignación no se hace efectiva hasta el minuto 45 del periodo en curso, H8, y su valor en conjunto sería la diferencia entre la demanda prevista y la programada. Gráficamente, en la figura 6.23.f, se observa que se trataría de desplazar verticalmente hacia arriba la curva roja en el periodo H9, hasta el punto en que la curva verde de la demanda prevista corte a la curva escalonada roja, programación, en el centro. En cifras, para el caso descrito en las figuras 6.23.a y 6.23.f, el programa para el periodo H9 pasaría de 31.600 MWh hasta 32.700 MWh.

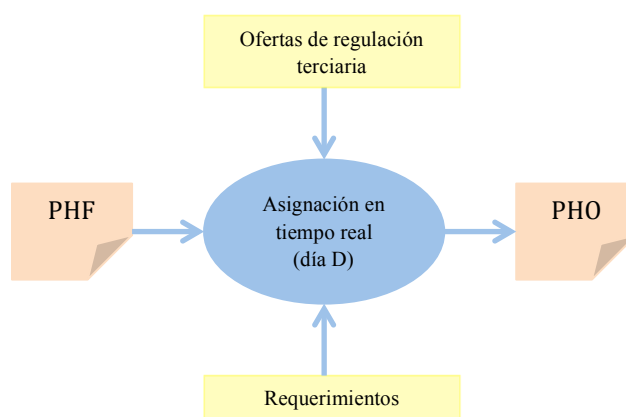


Figura 6.24. Diagrama de funcionamiento del mercado de regulación terciaria.

La Figura 6.24, representa el diagrama de funcionamiento del mercado de regulación terciaria, donde:

- PHF, es el Programa Horario Final resultado de una sesión de mercado intradiario y sobre el que se realizan las modificaciones de programa que correspondan a los requerimientos de gestión de desvíos para el horizonte de programación que abarca hasta la siguiente sesión de mercado intradiario.
- PHO, es el programa horario operativo de las unidades de programación (generación y consumo de bombeo), que el Operador del Sistema establece en cada periodo de programación y que comprende hasta el final del horizonte diario de programación. Recoge todas las modificaciones de programa aplicadas por el Operador del Sistema sobre de las unidades de programación (generación y consumo bombeo) hasta el momento de su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

#### 4. *Liquidación del servicio:*

Las asignaciones de reserva de regulación terciaria a subir o bajar serán valoradas económicamente sólo por la energía solicitada en el intervalo de tiempo que se ha mantenido la asignación. Es decir el redespacho de energía equivalente.

$$\text{Energía [MWh]} \cdot \text{Precio Marginal [€/MWh]} = \text{Total [€]} \quad (6.3)$$

En función del sentido de la asignación, a subir o bajar, cada unidad de programación tiene derecho a cobro u obligación de pago respectivamente, según figura en el P.O. **14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.**

#### 5. *Imputación:*

El coste de la regulación terciaria se asigna a las unidades de programación que se desvían respecto a programa.

#### **6.3.4.2. Ejemplo práctico de asignación de ofertas de regulación terciaria.**

En la Figura 6.25, Se presenta gráficamente el proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria en un periodo horario H.

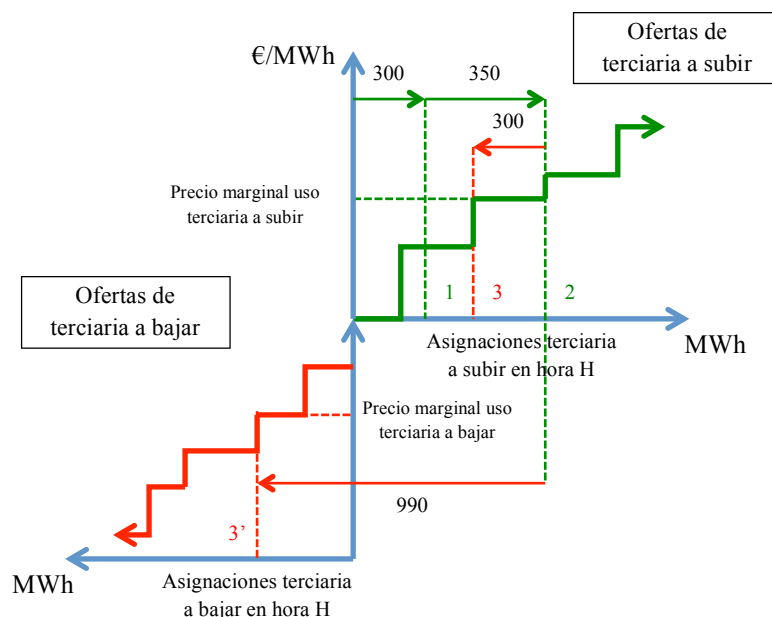


Figura 6.25. Asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria en un periodo H.

### Caso A:

Se considera el periodo horario 8 de un día de operación D, que comprende desde las 07:00 horas hasta las 08:00 horas. En este periodo horario el Operador del Sistema realiza tres asignaciones de reserva de regulación terciaria, las dos primeras a subir, y la tercera a bajar. La tercera no es una asignación como tal, ya que para cubrir dichos requerimientos de reserva de regulación terciaria a bajar, es suficiente con desasignar ofertas de reserva de regulación terciaria, o lo que es lo mismo, no es necesario emplear las ofertas de reserva de regulación terciaria a bajar.

En la figura 6.25, se puede observar como llegado al punto de la asignación 2, que marca el precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, en color rojo sobre verde y hasta el punto 3 se representa la anulación de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir que supone el requerimiento a bajar para esa hora. Y que por tanto no marca un precio de regulación terciaria a bajar.

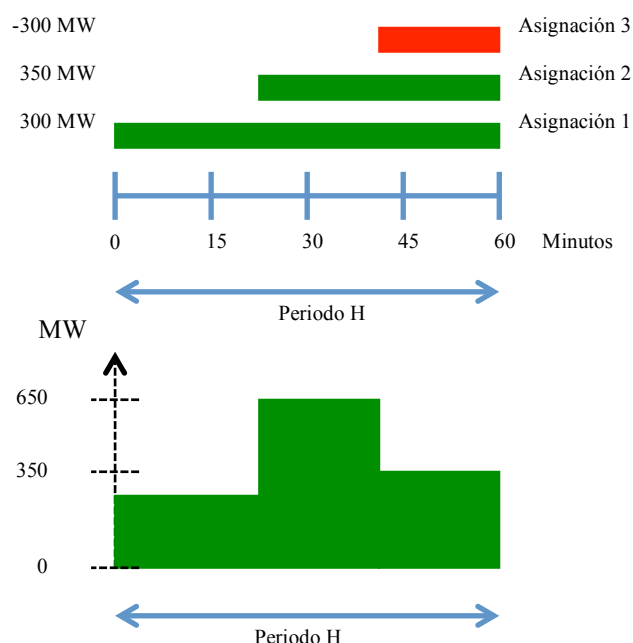


Figura 6.26. Representación gráfica de las asignaciones del caso A.

La figura 6.26, presenta la asignación de reserva terciaria en el caso de estudio A

Hora	Asignación	Sentido	Minuto de inicio	Potencia (MW)	Precio Marginal ↑ (€/MWh)	Precio Marginal ↓ (€/MWh)
07-08	1	SUBIR	0	300	40	-
	2	SUBIR	25	350	40,67	-
	3	BAJAR	40	-300	40,67	-

Tabla 6.28. Resumen de resultados de las asignaciones del caso A.

En la tabla 6.28, aparece en sombreado el precio marginal de reserva de regulación terciaria a subir para el periodo horario de estudio.

### Caso B:

Se considera el periodo horario 8, que comprende desde las 07:00 horas hasta las 08:00 horas de un día de operación, D. En este periodo horario el Operador del Sistema realiza tres asignaciones de reserva de regulación terciaria, las dos primeras a subir, y la tercera a bajar, como en el caso anterior.

Pero a diferencia del caso anterior, el requerimiento de reserva de regulación terciaria a bajar sí implica una asignación a bajar que marca el precio marginal de reserva de regulación terciaria a bajar. Es decir, como se puede ver en la figura 6.27, en color rojo sobre verde en la gráfica de ofertas de regulación terciaria a subir, primero se procede a anular las asignaciones de reserva de regulación terciaria a subir que se habían efectuado antes, 1 y 2 y que suman un total de 650 MW. Y como aún así no es



suficiente puesto que faltarían 340 MW de reserva de regulación terciaria a bajar para cumplir con el requerimiento total a bajar de 990 MW (véase figura 6.29), se realiza una asignación a bajar de 340 MW, que marca el precio marginal de reserva de regulación terciaria a bajar, asignación 3' en la figura 6.27.

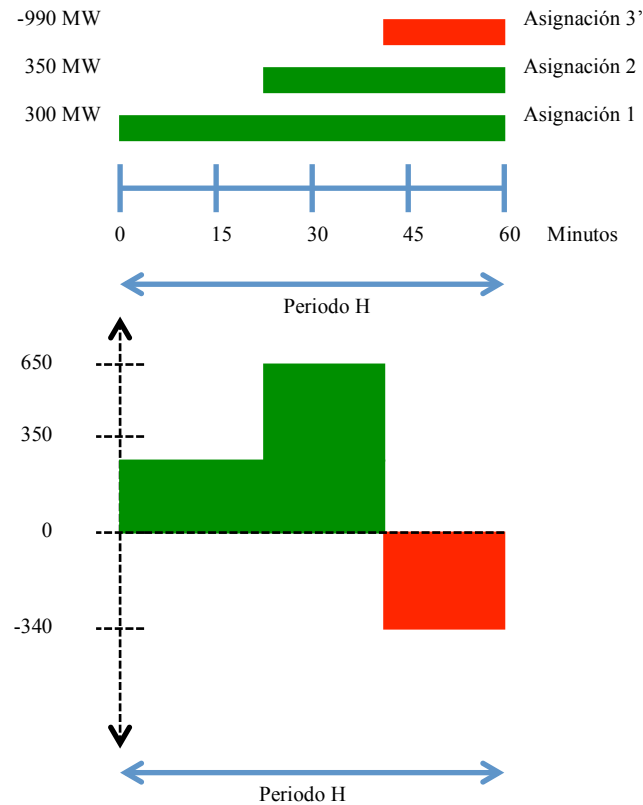


Figura 6.27. Representación gráfica de las asignaciones del caso B.

Hora	Asignación	Sentido	Minuto de inicio	Potencia (MW)	Precio Marginal ↑ (€/MWh)	Precio Marginal ↓ (€/MWh)
07-08	1	SUBIR	0	300	40	-
	2	SUBIR	25	350	40,67	-
	3'	BAJAR	40	-990	40,67	31,77

Tabla 6.29 Resumen de resultados de las asignaciones del caso B.

En la tabla 6.29, aparecen sombreados los precios marginales (valores hipotéticos) de reserva de regulación terciaria a subir y bajar para el periodo horario de estudio.

6.3.5. Control de tensión.

Este servicio tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte, de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.



## 6.4. Gestión de desvíos.

A pesar de los ajustes realizados en el mercado intradiario, entre dos sesiones del mismo pueden aparecer desequilibrios entre la generación y la demanda debidos a: variaciones en la demanda prevista por el operador del sistema, cambios relevantes en la producción prevista de energía eólica, indisponibilidades sobrevenidas en grupo generadores, etc.

En función de la magnitud total de este desvío y la duración prevista para el mismo, el Operador del Sistema recurre a la asignación de ofertas de regulación terciaria, o bien convoca mercado de gestión de desvíos. Si el desvío previsto medio horario es superior a 300 MWh y se mantienen durante varias horas, el OS procede a convocar el mercado de gestión de desvíos.

La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre los mercados intradiarios y la regulación terciaria, que dota al Operador del Sistema de la provisión de un servicio gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado, y de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, que puedan identificarse tras el mercado intradiario, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

En la gestión de desvíos, cuando se convoca, pueden presentar ofertas las unidades de producción de régimen ordinario y de régimen especial de carácter gestionable habilitadas para la prestación del servicio por el Operador del Sistema y las unidades de consumo de bombeo.

Antes de cada hora se evalúan por parte del Operador del Sistema los desvíos comunicados y/o previstos en el horizonte existente hasta la próxima sesión del mercado intradiario, atendiendo a:

- Las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades de generación y unidades de consumo de bombeo que sean comunicadas al Operador del Sistema por parte de los sujetos de mercado titulares de las unidades de programación a las que pertenecen.
- Modificaciones obligadas de programa que presenten las unidades de generación y unidades de consumo de bombeo por otras causas (inviabilidad técnica) y que impliquen una variación del programa de energía entregada o tomada de la red de más de 30 MWh. Éstas serán comunicadas por los sujetos de mercado titulares de las unidades de programación correspondientes indicando la duración del desvío.
- La mejor previsión de demanda del Sistema Eléctrico Peninsular Español efectuada por el Operador del Sistema, y el desvío de la misma con respecto al programa del último intradiario.
- Previsión de las entregas de energía al sistema procedentes de la producción eólica, en relación al programa.

En función de los desvíos previstos, el Operador del Sistema convocará el mercado de gestión de desvíos, solicitando ofertas de energía a subir o bajar según corresponda, para la resolución de estos desvíos:

Generación > Demanda → Convocatoria de desvíos a bajar → Ofertas de decremento de la generación y/o incremento del consumo de bombeo.

Generación < Demanda → Convocatoria de desvíos a subir → Ofertas de incremento de generación y/o decremento del consumo de bombeo

#### 6.4.1. Proceso de asignación de gestión desvíos

##### 1. *Publicación de requerimientos:*

En caso de que el desvío previsto en cada periodo de programación sea superior a 300 MW durante varias horas en el horizonte existente hasta el siguiente intradiario, el Operador del Sistema comunicará a los sujetos de mercado el requerimiento de energía y su sentido (a subir o bajar), para cubrir los desvíos identificados.

##### 2. *Presentación de ofertas:*

Una vez comunicados los requerimientos por parte del Operador del Sistema, los agentes de mercado disponen de un plazo máximo 30 minutos para presentar las ofertas para cada una de sus unidades de programación, ya sean de generación o consumo bombeo.

Cada unidad de programación presentará una única oferta por periodo horario de programación, según se especifica en el **P.O. 3.3. Gestión de desvíos generación-consumo** [16].

Se comprobará que las ofertas no violen ninguna limitación de seguridad impuesta en mercados anteriores, así como ninguna indisponibilidad parcial o total de unidades de generación o consumo de bombeo comunicada por problemas técnicos de la misma. En caso de incumplimiento de las condiciones anteriores las ofertas podrían ser rechazadas o aceptadas en la medida que no incumplan.

##### 3. *Asignación de ofertas:*

Hora a hora, las ofertas se ordenan en orden creciente de precio en el caso de requerimiento a subir y en orden decreciente de precio en caso de requerimiento a bajar, y se asignan todas aquellas necesarias para cubrir con los requerimientos.

En el caso de desvíos a subir (véase figura 6.30), se trata del precio de venta de energía (aumentar generación o reducir consumo de bombeo). En el caso de desvíos a bajar (véase figura 6.31), se trata del precio de recompra de la energía, es decir, se compra que la energía que anteriormente se había vendido.

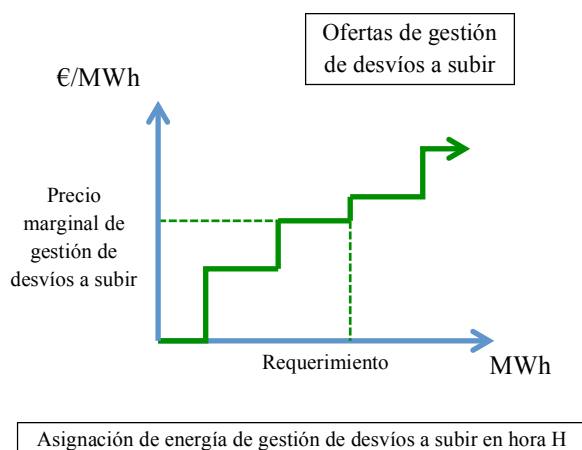


Figura 6.28. Asignación de energía de gestión de desvíos a subir.  
Fuente: REE

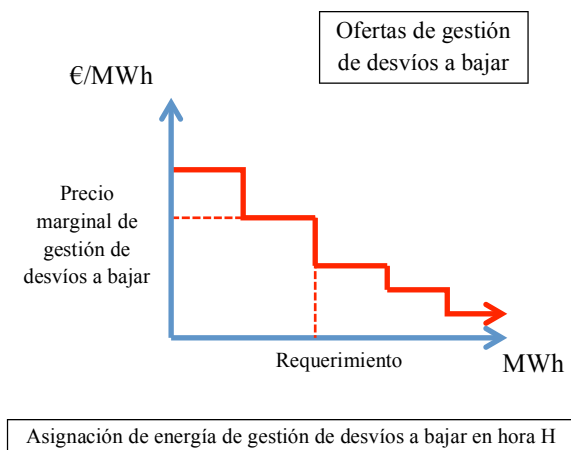


Figura 6.29. Asignación de energía de gestión de desvíos a bajar.  
Fuente: REE

A igualdad de precio, existe un orden de asignación establecido en el **P.O. 3.3. Gestión de desvíos generación-consumo**.

Una vez alcanzados los requerimientos en un periodo de programación se pasa al siguiente hasta llegar al final del horizonte para el que se han convocado los desvíos.

#### 4. *Publicación de resultados:*

Quince minutos antes del cambio de hora en la que se han convocado los desvíos para los siguientes periodos horarios, el Operador del Sistema transmitirá a los sujetos titulares de las unidades de programación con ofertas asignadas, el nuevo programa para sus unidades de programación, que incluirá la producción adicional que deberá incorporarse o reducirse en la programación para la resolución de los desvíos de generación y demanda.

### 5. Liquidación de la provisión del servicio:

Las modificaciones programadas en las unidades de programación, tanto de generación como de consumo bombeo, serán valoradas al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo, es decir, al precio de la última oferta asignada. La asignación de *energía a subir* por el procedimiento de gestión de desvíos da lugar a un derecho de cobro a cada unidad de programación y la asignación de *energía a bajar* por el procedimiento de gestión de desvíos da lugar a una obligación de pago a cada unidad de programación, que quedan definidos en el **P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema** [23].

### 6. Imputación:

El sobrecoste horario que se produce como resultado de la aparición de desvíos que han tenido que ser gestionados por el Operador del Sistema es repercutido posteriormente sobre los agentes de mercado que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema. Si el desvío neto horario del sistema era a subir, significa que había más demanda que generación, por lo que el sobrecoste lo pagarán aquellos agentes que hayan producido de menos o hayan consumido más energía. De forma análoga sería si el desvío neto horario del sistema fuera a bajar.

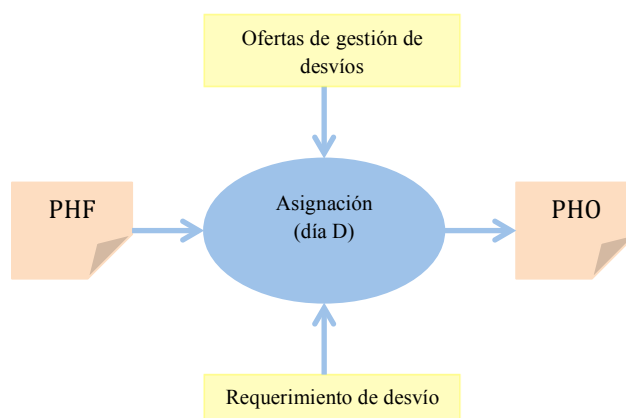


Figura 6.30. Proceso de gestión de desvíos.

La Figura 6.30, representa el proceso de gestión de desvíos, donde:

**PHF**, es el Programa Horario Final resultado de una sesión de mercado intradiario y sobre el que se realizan las modificaciones de programa que correspondan a los requerimientos de gestión de desvíos para el horizonte de programación que abarca hasta la siguiente sesión de mercado intradiario.

**P48**, es el programa horario operativo de las unidades de programación (generación y consumo de bombeo), que el Operador del Sistema establece en cada periodo de programación y que comprende hasta el final del horizonte diario de programación. Recoge todas las modificaciones de programa aplicadas por el Operador del Sistema sobre de las unidades de programación (generación y consumo bombeo) hasta el momento de su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

## 7. El precio de la energía eléctrica

Fruto del proceso de liberalización del sector eléctrico que comenzó a partir de 1998 dentro del marco regulatorio que constituye la Ley del Sector Eléctrico, en cuanto a las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica se refiere, desde el 1 de Enero de 2003 (a mediados de 2008 desaparecieron las tarifas reguladas para Alta Tensión (AT) y a mediados de 2009 las de los clientes de Baja Tensión (BT)) todo consumidor, como persona jurídica o física que compra la energía para su consumo, puede elegir suministrador de energía libremente (consumidor cualificado<sup>24</sup>), independientemente de la cantidad de energía que consuman. En definitiva se extiende la consideración de consumidor cualificado a la totalidad de consumidores de energía eléctrica, independientemente de la cantidad de energía consumida. Esto implica poder contratar libremente el suministro eléctrico.

Este hecho amplía el abanico de posibilidades de forma de suministro. Así pues las opciones de contratación del suministro eléctrico se citan a continuación.

### 7.1. Suministro de energía eléctrica en el mercado liberalizado.

Para esta modalidad existen dos posibilidades de suministro, en ambas el consumidor debe adquirir la energía en el mercado liberalizado y abonar los peajes de acceso a las redes a las que se conectan.

El peaje de acceso es el coste que corresponde al uso que hacen los generadores y consumidores de las redes de distribución y transporte. Se trata de un coste cuyo precio es regulado y fijado periódicamente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) es único para todo el territorio nacional. Normalmente este concepto está incluido en la factura que el comercializador emite al cliente, salvo que éste decida asumirlo directamente con el distribuidor. La estructura básica de este coste está definida en el RD 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y correcciones posteriores. El sistema de peajes regulados vigente en España, supone la inclusión, junto con los mencionados costes derivados del transporte y la distribución, una serie de conceptos tarifarios adicionales (primas al régimen especial, anualidades del déficit de tarifa, sobrecoste de la extrapeninsularidad, etc.).

#### 7.1.1. Suministro a través de una empresa comercializadora.

El consumidor debe adquirir la energía en el mercado liberalizado y pagar los peajes de las redes a las que se conectan. En esta modalidad el consumidor realiza la contratación

---

<sup>24</sup> Antes del 1 de Enero de 2003, consumidor cualificado era todo consumidor de energía eléctrica que había consumido en el año anterior por instalación o punto de suministro al menos un millón de kilovatios hora, o todos los clientes conectados a alta tensión (más de 1000 voltios). El consumidor cualificado podía obtener la energía directamente en el mercado, a través de un comercializador o realizando un contrato directamente con un productor.

de ambos conceptos a través de una empresa comercializadora<sup>25</sup> con la que suscribe un contrato. Para el acceso a redes es el comercializador el que suscribe un contrato de acceso a redes a terceros (ATR) con el distribuidor y cobra por este concepto al consumidor final.

El precio final que el consumidor pagará por el suministro de la energía incluirá los conceptos de coste de adquisición de la energía, peaje de acceso a redes (tarifa de acceso) y margen de beneficio del comercializador. Este precio es sin considerar los impuestos: especial de electricidad y municipal, principalmente. Véase figura 7.1.

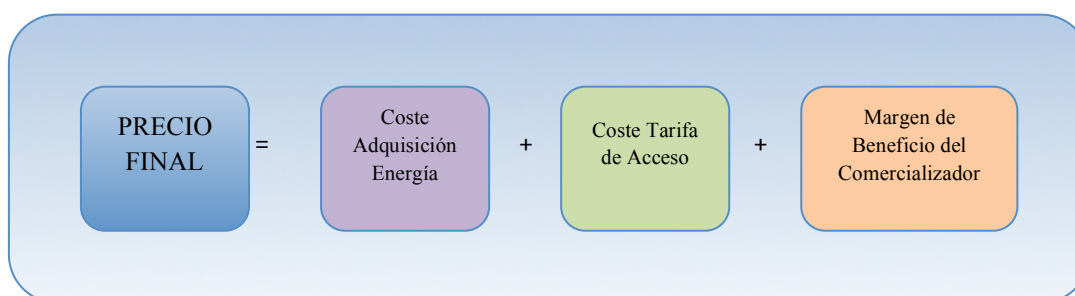


Figura 7.1. Componentes del precio final de la energía a través de comercializadora, sin impuestos.

### 7.1.2. Como consumidores directos en el mercado.

Acudiendo directamente al mercado de producción de electricidad para la adquisición de la energía y pagando las tarifas de acceso correspondientes. Para ello los consumidores que así lo deseen pueden optar por comprar mediante cualquiera de las dos formas existentes de contratación, mercado diario o contratos bilaterales. Para ello, desde el punto de vista legal, los consumidores deberán inscribirse previamente en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado como consumidor directo en mercado, y formalizar un contrato de acceso a redes (ATR) con el distribuidor.

El precio final que el consumidor pagará por el suministro de la energía incluirá los mismos conceptos que en el caso de optar por un comercializador, excluyendo el margen de beneficio que obtiene este último. En la figura 7.2, se presentan las componentes del precio final de la energía en el caso de un consumidor directo, sin contar impuestos.

<sup>25</sup> Empresa comercializadora de energía, es una empresa que compra energía eléctrica en el mercado mayorista o a otras empresas (mediante contratos bilaterales físicos) y la vende a usuarios finales o a otras empresas.

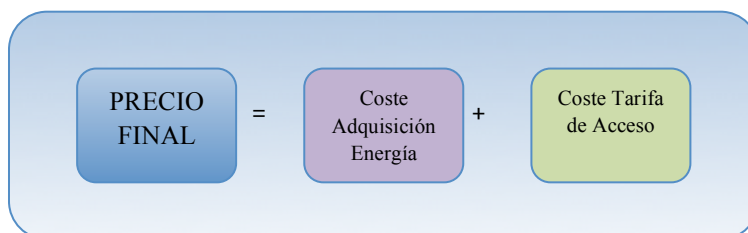


Figura 7.2. Componentes del precio final de la energía para un consumidor directo, sin impuestos.

## 7.2. Suministro de último recurso.

Algunos consumidores pueden optar por contratar el suministro de energía eléctrica a un comercializador de último recurso. Consiste en acogerse a una tarifa regulada por el suministro de energía, que es fijada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (véase figura 7.3). Esta tarifa se denomina de último recurso (TUR) e incluye de forma aditiva en su estructura los conceptos de coste de adquisición de la energía, los peajes de acceso que correspondan y los costes de comercialización que correspondan.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. En dicha norma se establece que, a partir del 1 de julio de 2009, se inicia el suministro de último recurso (SUR) realizado por los comercializadores de último recurso designados por el ministerio, al que se podrán acoger los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW.

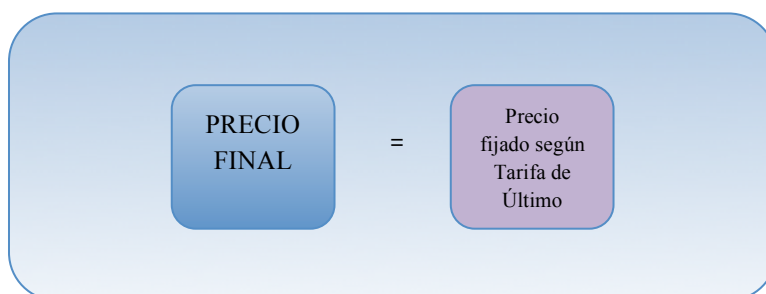


Figura 7.3. Componentes del precio final de la energía para suministro de último recurso.

## 7.3. Coste de adquisición de la energía.

Los consumidores que optan por adquirir la energía eléctrica en el mercado de producción de electricidad, ya sea directamente o través de un comercializador, pueden comprar mediante dos formas de contratación, mercado diario y contratos bilaterales físicos. Véase figura 7.4.

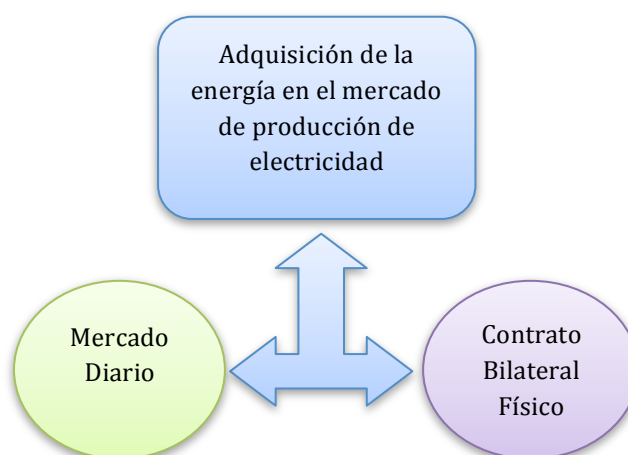


Figura 7.4. Adquisición de la energía en el mercado de producción.

### 7.3.1. Contrato Bilateral físico.

El precio pactado finalmente es el precio que se espera en el mercado diario en la fecha de entrega de la energía, basado en previsiones de los agentes implicados. De esta manera los precios son más estables, ya que se evita la volatilidad de los precios en el mercado diario, eliminado así riesgo en los precios futuros.

Las unidades de generación que intervienen en el contrato deben comunicar al operador del mercado eléctrico el volumen de energía objeto de los mismos y que por tanto no es ofertada en el mercado diario.

El operador del sistema deberá avalar la viabilidad técnica de los suministros contratados, de forma que sean compatibles con la estabilidad y la seguridad del sistema en su conjunto.

Adquirir la energía mediante este tipo de contratos asegura que comprador y vendedor quedan satisfechos de cara al futuro con el precio fijado. Por otro lado, esto no implica necesariamente adquirir energía a un precio más bajo que en el mercado diario, así puede ocurrir que llegado el día de la entrega de la energía el precio del mercado diario es superior al fijado en el contrato, el comprador obtendría ventajas frente al vendedor, pero podría ocurrir lo contrario.

### 7.3.2. Mercado Diario o mercado mayorista.

El precio final de la energía incorpora el precio resulta de la casación del mercado diario, el precio de la casación de los siguientes mercados intradiarios, el coste de la operación técnica del sistema o servicios de ajustes (resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos ), así como los pagos en concepto de garantía de potencia.



Concepto		TOTAL
Coste medio por componente (€/MWh)	Mercado Diario	47,13
	Restricciones PBF	2,29
	Restricciones TR	1,87
	Mercado Intradía	-0,10
	Restricciones Intradía	0,00
	Reserva Potencia Adicional Subir	0,85
	Banda Secundaria	1,90
	Coste desvíos	0,83
	Saldo desvíos <sup>26</sup>	-0,33
	Pago capacidad	5,47
	Saldo PO 14.6	0,01
	Fallo Nominación UPG	0,00
<b>Coste medio final (€/MWh) Octubre 2012</b>		<b>59,92</b>

Tabla 7.1. Componentes del coste final medio de adquisición de la energía en el mercado, sin impuestos.

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es).

En la tabla 7.1, se pueden ver los componentes del coste medio final de adquisición de la energía en el mercado para el conjunto de la demanda nacional (suministro de último recurso y contratación libre. Los datos corresponden al mes de Octubre de 2012.

De acuerdo con lo establecido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1454/2005, primer párrafo, es decir:

“La Comisión Nacional de la Energía calculará y publicará los precios finales e índices de precios medidos de la energía eléctrica con carácter horario para lo cual, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema le remitirán la información necesaria sobre los mercados y servicios que cada uno gestiona; asimismo podrá solicitar a las sociedades rectoras de los mercados a plazo en el ámbito de MIBEL, donde se negocie energía con entrega física, la información que resulte necesaria a estos efectos”.

La comisión Nacional de la Energía publica en su web un documento con el criterio de cálculo utilizado para el precio final medio de la energía en el mercado [45].

<sup>26</sup> Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, que se detalla en el P.O. 14.4. “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”, el saldo que resulta del conjunto de los derechos de cobro (para las unidades que se desvían en el sentido del sistema) y obligaciones de pago (para las unidades que se desvían en contra del sistema) en una hora, podrá ser un excedente, o un déficit. El excedente de liquidación (valor negativo) daría lugar aun derecho de cobro en concepto de ajuste, que se repartiría a las unidades de adquisición de energía en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de la central. En su caso, el déficit (valor positivo) dichas unidades tendrían una obligación de pago de forma proporcional a sus consumos en concepto de ajuste.

## 8. Servicios de ajuste de la operación del Sistema Eléctrico 2011/2012.

A continuación se presentan datos estadísticos del comportamiento del Sistema Eléctrico Peninsular Español durante los años 2011 y 2012, que son objeto de estudio en el presente proyecto.

En 2012 la demanda peninsular de energía eléctrica se situó en 252.191 GWh, un 1,2 % inferior a la de 2011 que se situó en 254.786 GWh. Aplicadas las correcciones de laboralidad y temperatura, sitúan el descenso en un 1,7 %.

Al término de 2012 la potencia instalada peninsular finalizó el 2012 con 102.524 MW, valor que incrementa en 2.356 MW la potencia instalada en el año 2012. Esta variación de potencia instalada ha sido debida a nuevas infraestructuras de origen renovable.

El producible hidráulico descendió en 2012, 12.800 GWh, un 54% inferior al valor medio histórico y un 43 % inferior al alcanzado en el año 2011.

Respecto a la cobertura de la demanda:

- **Año 2011:** 1. Energía nuclear (21%), 2. Ciclo combinado (19%), 3. Eólica (16 %), 4. Carbón (15 %), 5. Hidráulica (11 %).
- **Año 2012:** 1. Energía nuclear (22%), 2. Carbón (20%), 3. Eólica (18%), 4. Ciclo combinado (14%), 5. Hidráulica (7%).

El resto de tecnologías han mantenido una contribución similar en el año 2012 con respecto al año 2011. En conjunto, en 2012 las energías renovables han cubierto el 32% de la demanda un punto inferior al año 2011.

A lo largo del 2012, las energías renovables han desempeñado un papel destacado en la producción global de la energía del sistema con una especial contribución de la generación eólica, superándose los máximos de producción de esta tecnología alcanzados en años anteriores. Así pues, en Noviembre de 2012 la generación eólica ha sido la tecnología con la mayor contribución a la producción de energía total del sistema, con un 21,3%.

El saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica ha mantenido el signo exportador con en el año 2012. En 2012 las exportaciones se elevaron y las importaciones se redujeron con respecto al 2011, siendo el saldo neto exportador un 87,7% superior en 2012 que en 2011. Representando este saldo un 4,2% de la producción total peninsular.

En la actualidad la programación de energía que resulta del mercado diario el día anterior a la operación (D-1) dista cada vez más de la programación real que se produce al final día de operación en cuestión (día D). Situación ésta, muy diferente a lo que ocurría al comienzo del funcionamiento del mercado de electricidad.

En su Informe sobre el Sector Energético Español de Marzo de 2012, la CNE señala algunas de las causas que han motivado este hecho:

- *Penetración significativa de las energías renovables en el mercado.* La capacidad de funcionamiento de estas tecnologías está sujeta a la disponibilidad de recursos que son variables y cuya previsión está sujeta a un margen de error que se minimiza con la proximidad al tiempo real.
- *Restricciones técnicas zonales en la red,* que requieren para su resolución la modificación del programa de energía resultante del mercado diario y en tiempo real.
- *Existencia de un mercado intradiario dotado de gran liquidez* en sus primeras sesiones que presenta precios ligeramente inferiores a los del mercado diario debido al exceso de oferta derivado del proceso de restricciones técnicas.
- *Mecanismo de restricciones de garantía de suministro,* por el cual se retira del programa de energía casado en el mercado diario la energía necesaria para poder despachar a las centrales de carbón autóctono hasta cumplir con el plan de funcionamiento estipulado.
- *Cierre de la energía en el mercado*<sup>27</sup>. Desde la desaparición del distribuidor como agente suministrador de electricidad, ningún agente es responsable del cierre de la energía en el mercado. Así pues, la energía de cierre no se negocia en el mercado diario, sino que surge como un desvío adicional del sistema, que se cubre con la programación de servicios de ajuste adicionales.

Por todo lo anteriormente expuesto, existiría una mayor necesidad de utilizar los servicios de ajuste del sistema.

---

<sup>27</sup> Antes del 1 de Julio de 2009, la demanda era abastecida en parte por los comercializadores y en parte por los distribuidores, encargados estos últimos de ajustar su demanda en el mercado de producción para minimizar la energía de cierre. Es decir, la demanda prevista por cada distribuidor se correspondía con la medida de los contadores en frontera de transporte-distribución, más la pérdidas que correspondían a cada distribuidor y detrayendo las medidas de los clientes liberalizados (comercializadores) dentro de su área de distribución. Así pues, los distribuidores absorbían en su previsión los errores de previsión de los comercializadores. Con la liberalización del 100 por ciento de la demanda, la energía adquirida en cada hora en el mercado se corresponde con las medidas de los comercializadores (precios libres o tarifa de último recurso) afectadas por coeficientes de pérdidas estándares, sin el ajuste que realizaban los distribuidores. Esta energía no coincide con la que realmente acabarán produciendo los productores que será la misma que la realmente demandada por los consumidores. Entre la diferencia de ambos valores surge un descuadre o *energía de cierre*.

## Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh)

	2011		2012		Δ % 12/11	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric garantía suministro <sup>(1)</sup>	12.773	-	12.008	-	-5,99	-
Restricciones técnicas (PBF) <sup>(2)</sup>	9.998	228	6.162	61	-38,36	-73,34
Reserva de potencia <sup>(3)</sup>	-	-	1.636	-	-	-
Banda de regulación secundaria <sup>(4)</sup>	716	526	709	522	-1,01	-0,77
Regulación secundaria	1.213	1.514	1.510	1.262	24,57	-16,64
Regulación terciaria	2.694	2.591	2.992	2.330	11,05	-10,08
Gestión de desvíos	1.775	2.046	2.658	1.232	49,80	-39,80
Restricciones en tiempo real	657	509	635	484	-3,72	-4,99

(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O. 3.2). (3) Reserva total anual (GW). (4) Banda de potencia horaria media (MW).

Tabla 8.1. Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh) en 2011/2012.

Fuente: REE.

En la tabla 8.1, se puede ver la relación del uso de energía gestionada en los servicios de ajuste en los años 2011 y 2012, así como la diferencia en tanto por ciento del uso de dicha energía en ambos años. El proceso de restricciones técnicas en PBF ha experimentado una disminución del 38,36% en sentido subir y un 73,34% en sentido bajar. Tiene lógica pensar que parte de esa energía se ha gestionado en 2012 a través del nuevo servicio complementario de Reserva de Potencia Adicional a Subir. Por el contrario otros servicios complementarios como la regulación secundaria y la terciaria, y servicio de gestión de desvíos principalmente han aumentado el porcentaje de energía gestionada, que como se expone en adelante está estrechamente relacionado con el hecho de la demanda programada por los sujetos de mercado resulta diferente a la demanda final.

## Precios medios ponderados en los servicios de ajuste (€/MWh)

	2011		2012		% 12/11	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restric garantía suministro <sup>(1)</sup>	83,07	-	90,38	-	8,80	-
Restricciones técnicas (PBF) <sup>(2)</sup>	94,13	58,38	129,94	54,88	38,04	-6,00
Reserva de potencia <sup>(3)</sup>	-	-	39,68	-	-	-
Banda de regulación secundaria <sup>(4)</sup>	15,84	-	28,08	-	77,34	-
Regulación secundaria	51,58	33,32	50,98	32,86	-1,17	-1,39
Regulación terciaria	57,97	24,46	59,73	22,17	3,03	-9,35
Gestión de desvíos	54,30	29,83	60,24	27,39	10,95	-8,20
Restricciones en tiempo real	129,95	23,02	231,69	22,24	78,29	-3,39

(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones de garantía de suministro (RD 134/2010 modificado por RD 1221/2010). (2) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PBF (P.O. 3.2). (3) Precio horario medio de reserva de potencia (€/MW). (4) Precio horario medio de la banda de regulación secundaria (€/MW).

Tabla 8.2. Precios medios ponderados en los servicios de ajuste (€/MWh) en 2011/2012.

Fuente: REE.

En cuanto a los precios de las ofertas de energía presentadas para los diferentes servicios de ajustes, en la tabla 8.2, se presenta una imagen global de lo que han sido los años 2011 y 2012. Destacan con un incremento elevado del precio de las ofertas los servicios de banda de regulación secundaria y restricciones en tiempo real, que confronta con las escasas variaciones que han experimentado ambos servicios en cuanto a energía gestionada se refiere (véase tabla 8.1). Para las restricciones técnicas en PBF, también se ha experimentado un incremento del precio de las ofertas que aunque menor no menos significativo.

En las figuras 8.1.a y 8.1.b se puede observar la repercusión sobre el precio final de los servicios de ajuste en los años 2011 y 2012 respectivamente, destacando el aumento en

2012 del sector de otros servicios de ajuste, que incluye la Reserva de potencia adicional a subir, la banda de regulación, las restricciones en tiempo real y la gestión de desvíos.

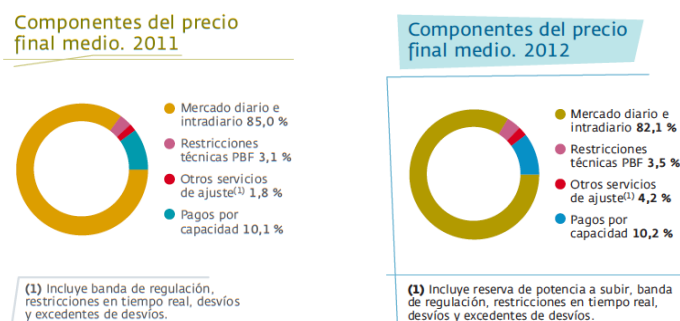


Figura 8.1. Componentes del precio final medio en los años 2011 (a) y 2012 (b).  
Fuente: REE.

Año	Energía GWh	Mercado diario €/MWh	Mercado Intradiario €/MWh	Restricciones PBF €/MWh	Reserva de potencia €/MWh	Banda de regulación €/MWh	Restricciones T. Tiempo real €/MWh	Desvíos €/MWh	Excedentes de desvíos €/MWh	Pagos por capacidad €/MWh	Precio Total €/MWh
<b>2011</b>											
E	23.137	43,20	-0,05	2,02	-	0,74	0,30	0,33	0,17	7,03	<b>53,74</b>
F	21.118	49,01	-0,03	1,19	-	0,45	0,10	0,43	0,07	6,99	<b>58,21</b>
M	22.412	47,63	-0,05	1,48	-	0,44	0,29	0,46	0,04	5,75	<b>56,04</b>
A	19.450	46,21	-0,01	1,18	-	0,49	0,17	0,39	0,06	5,49	<b>53,98</b>
M	20.194	49,53	-0,04	0,69	-	0,56	0,28	0,30	-0,10	5,36	<b>56,58</b>
J	20.673	50,56	-0,05	0,85	-	0,59	0,18	0,32	-0,12	6,36	<b>58,69</b>
J	21.753	51,43	-0,05	1,42	-	0,61	0,06	0,36	-0,16	7,10	<b>60,77</b>
A	21.447	54,14	-0,08	1,83	-	0,75	0,14	0,24	-0,05	4,84	<b>61,81</b>
S	20.901	59,46	-0,05	1,95	-	0,92	0,11	0,54	-0,21	5,56	<b>68,28</b>
O	20.079	58,75	-0,03	2,53	-	1,34	0,42	1,04	-0,45	5,37	<b>68,97</b>
N	20.510	50,10	-0,11	3,66	-	1,36	0,46	0,34	-0,09	5,60	<b>61,32</b>
D	21.722	51,46	-0,15	3,33	-	0,90	0,33	0,54	-0,14	7,02	<b>63,09</b>
<b>Total</b>	<b>253.396</b>	<b>50,88</b>	<b>-0,06</b>	<b>1,85</b>	<b>-</b>	<b>0,76</b>	<b>0,24</b>	<b>0,44</b>	<b>-0,08</b>	<b>6,06</b>	<b>60,09</b>
<b>2012</b>											
E	22.374	53,09	0,00	2,13	0,00	0,92	0,18	0,32	0,13	7,08	<b>63,85</b>
F	22.264	55,34	-0,04	1,97	0,00	1,17	0,19	0,28	0,24	7,08	<b>66,23</b>
M	21.237	49,06	-0,05	2,43	0,00	1,40	0,28	0,29	0,17	5,65	<b>59,23</b>
A	19.341	42,19	-0,03	2,85	0,00	2,01	0,36	0,33	0,10	5,59	<b>53,40</b>
M	20.087	44,52	-0,07	2,07	0,03	1,11	0,31	0,33	-0,09	5,29	<b>53,50</b>
J	20.662	54,19	-0,07	1,55	0,00	1,04	0,29	0,42	-0,08	6,24	<b>63,58</b>
J	21.558	51,10	-0,08	1,73	0,00	0,99	0,16	0,30	-0,12	7,19	<b>61,27</b>
A	21.350	50,09	0,00	1,63	0,01	1,35	0,30	0,38	-0,04	4,83	<b>58,55</b>
S	19.732	48,73	-0,03	1,35	4,00	1,64	0,41	0,77	-0,18	5,45	<b>58,18</b>
O	19.520	47,13	-0,10	2,29	0,85	1,90	1,87	0,84	-0,33	5,47	<b>59,92</b>
N	20.173	43,83	0,00	2,61	1,49	1,58	0,97	0,54	-0,12	5,58	<b>56,48</b>
D	21.105	44,55	-0,03	2,58	0,69	1,30	0,60	0,81	-0,20	6,90	<b>57,20</b>
<b>Total</b>	<b>249.403</b>	<b>48,79</b>	<b>-0,04</b>	<b>2,09</b>	<b>0,25</b>	<b>1,36</b>	<b>0,48</b>	<b>0,46</b>	<b>-0,04</b>	<b>6,05</b>	<b>59,41</b>
<b>Δ %</b>											
<b>12/11</b>	<b>-1,6</b>	<b>-4,3</b>	<b>-29,3</b>	<b>13,1</b>	<b>-</b>	<b>78,1</b>	<b>103</b>	<b>42,2</b>	<b>-217,4</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,3</b>

Tabla 8.3. Evolución del precio horario final para la demanda nacional.

Fuente: CNE.

En la tabla 8.3, se presenta la evolución del precio final de la energía para la demanda nacional (suministro de último recurso + contratación libre).

## 8.1. Análisis.

### 8.1.1. Garantía de suministro.

El 26 de Febrero de 2011 entra en vigor el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro.

La entrada forzada en el sistema de la producción procedente de las centrales adscritas al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro ha alterado el funcionamiento de aquellas tecnologías que se ven desplazadas por ellas en el orden de mérito para el despacho en el mercado diario, especialmente otras centrales de carbón no adscritas y las centrales de ciclo combinado<sup>28</sup>. Y además éstas últimas ven reducidos sus programas del PBF por la resolución de restricciones por garantía de suministro.

Entre los efectos de la entrada en vigor de este mecanismo se observa la aparición de estrategias para evitar dicha reducción de programas, como por ejemplo [31]:

- Centrales que se excluyen del mercado diario para no ver reducido su programa por la entrada las centrales de garantía de suministro.
- Centrales que sí han resultado casadas en el mercado diario y han visto después reducido su programa por este mecanismo, recuperan el programa reducido en PBF en mercados posteriores, en los mercados intradiarios. La CNE apunta que, para ello, agentes que realizan actividades de comercialización y generación y que pertenecen al mismo grupo empresarial, trasladan sus compras de energía al mercado intradiario y poder así cubrir esa demanda con la generación que ha sido reducida previamente<sup>29</sup>.
- Aumento del programa en PBF de tecnologías no contaminantes (hidráulica y/o régimen especial) que no se ven afectadas por el recuadre del mecanismo de garantía de suministro, y que se utiliza posteriormente en los mercados intradiarios para hacer un intercambio de programa con las instalaciones afectadas por el recuadre de la garantía de suministro. Véase figura 8.2.

---

<sup>28</sup> Además de la aparición del mecanismo de garantía de suministro junto con otros factores como el descenso de la demanda y el exceso de potencia instalada (mayor competencia en las ofertas al mercado), dicho desplazamiento a favor de las centrales de carbón se vio fuertemente sustentado en la inversión de precios de las materias primas (alza del gas natural frente a descenso del carbón y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>). Primero en Junio de 2011, coincidiendo con el incremento de la demanda de gas en el sudeste asiático tras el terremoto de Japón, aumentó el precio de adquisición de gas y por tanto de las ofertas de las centrales de ciclo combinado al mercado diario. Posteriormente en Octubre de 2011, el desplazamiento de esta tecnología se acusó por la bajada de precio del carbón (aumento de la exportación de carbón de EE.UU.) y de los derechos de emisión, que permitió presentar ofertas más competitivas a las centrales de carbón no adscritas a la resolución de restricciones por garantía de suministro.

<sup>29</sup> En 2011, el 81% de la energía reducida en la fase de recuadre de restricciones de garantía de suministro de las centrales de carbón de importación, se recuperó en los mercados intradiarios.

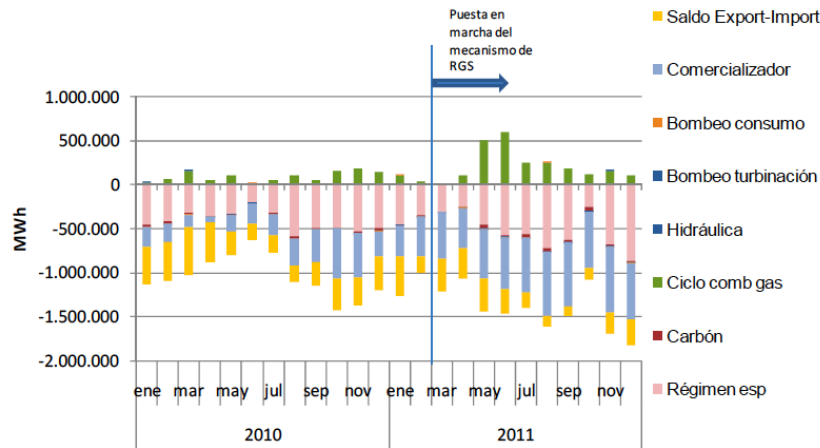


Figura 8.2. Evolución de la participación en los mercados intradiarios de las empresas independientes de los grupos energéticos tradicionales.

Fuente: CNE.

Así pues, al exceso de oferta en los mercados intradiarios derivado del proceso de restricciones técnicas, se ha unido el impacto del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que ha aumentado aún más la liquidez de los mercados intradiarios. Una de las consecuencias que señala la CNE [31] es que agentes comercializadores no pertenecientes a los grupos energéticos tradicionales han pasado a comprar su energía en éstos, por tener un precio inferior al del mercado diario.

En 2011 los mercados intradiarios tuvieron un precio medio (véase tabla 8.4) inferior en 1,7 €/MWh al precio del mercado diario, y por tanto la demanda en los mercados intradiarios se incrementó para ese mismo año un 4,6 % frente al sólo 1,7 % que lo incrementó en 2010 [24]. Véase gráfico de la figura 8.3.

Sesión	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Diario	42,72	48,86	47,50	46,17	49,48	50,56	51,63	54,24	59,88	58,77	49,33	51,17	42,72	59,88
Intradiario 1	41,69	47,56	46,20	46,54	49,02	49,17	49,74	51,63	56,82	57,58	48,86	48,21	41,69	57,58
Intradiario 2	41,19	47,28	45,52	46,02	48,54	49,72	49,83	52,18	57,35	57,36	47,94	46,69	41,19	57,36
Intradiario 3	40,22	46,55	44,65	45,36	48,43	49,18	49,50	52,34	58,09	58,38	48,52	49,02	40,22	58,38
Intradiario 4	42,69	48,34	46,81	46,82	50,45	51,05	50,42	54,12	59,13	59,22	50,51	50,71	42,69	59,22
Intradiario 5	43,65	48,07	46,76	46,41	50,96	51,16	49,73	55,68	59,70	57,57	51,95	50,22	43,65	59,70
Intradiario 6	43,63	47,76	46,30	45,57	49,95	50,85	47,94	54,59	57,59	58,81	51,87	50,13	43,63	58,81
Intradiario 1 (d+1)	43,50	52,81	49,38	49,40	51,11	50,75	49,80	56,17	61,25	60,93	49,78	48,86	43,50	61,25

Tabla 8.4. Precios medios mensuales (€/MWh) en los mercados diario e intradiario España en 2011.

Fuente: REE.



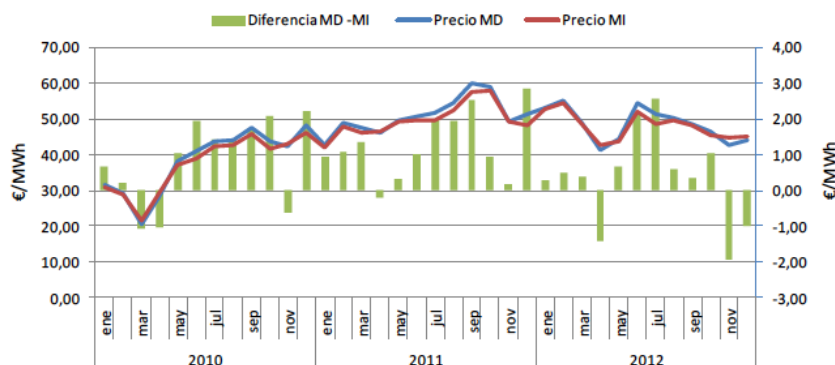


Figura 8.3. Evolución del promedio mensual del precio ponderado en los mercados Diario e Intradiario.  
Fuente: CNE

Al ser el precio del mercado intradiario, sobretodo en sus primeras sesiones, inferior al del mercado diario, algunos titulares de instalaciones de régimen especial y de importaciones arbitran entre el mercado diario e intradiario. Ofertan la venta de energía en el mercado diario y la recompran en los mercados intradiarios para ajustar sus programas, beneficiándose así de la diferencia de precios de ambos mercados. Dado que dichas ofertas están basadas en tecnologías no gestionables, esta práctica de arbitraje pone de manifiesto la necesidad de programar en mayor medida servicios de ajuste, en concreto, se estimó la necesidad de programar más energía por restricciones de insuficiente reserva, valorada en 45 M€ en 2011. [24]

En el año 2011 el volumen de producción procedente de las centrales de carbón adscritas al **Real Decreto 134/2010** alcanzó el 78,7% del volumen máximo establecido para ese año de 23,3 TWh. Mientras que en el año 2012 se alcanzó el 87% del volumen máximo establecido, que fue de 22,2 TWh. [30]

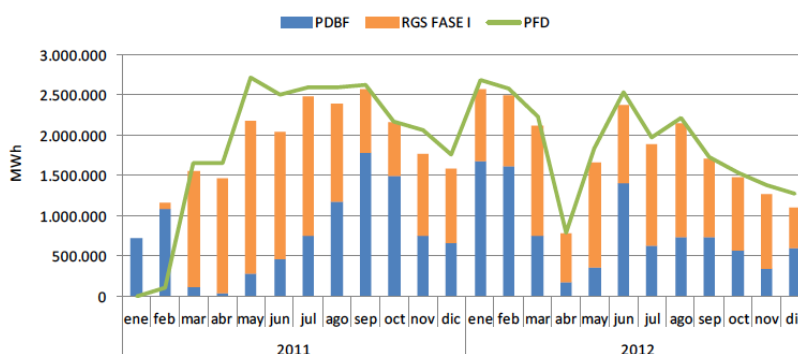


Figura 8.4. Programación mensual en PBF y en Restricciones GdS.  
Fuente: CNE.

En la figura 8.4, se representa la Programación mensual en PBF y en Restricciones por Garantía de Suministro (RGS) de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al Plan de Funcionamiento (PFD).



El coste del proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro para el año 2011 fue de 394 M€. Y el coste provisional asociado a este proceso para el año 2012 ascendió a 519 M€ [30]. El aumento del coste de este proceso en el año 2012 en relación al 2011 se debió fundamentalmente a que el precio en el mercado diario en el último año fue inferior al de 2011, según señala la CNE. De esta forma, en el 2012, resultaron casadas menos ofertas de estas centrales y el programa tuvo que ser completado hasta el plan de funcionamiento diario establecido mediante el proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro.

### 8.1.2. Reserva de potencia adicional a subir.

En el contexto actual de mercado, las energías renovables representan en torno al 23% en la cobertura de la demanda, que dista del 3% de la demanda que cubrían en el escenario energético en 1998 [31]. El importante incremento de la producción de origen renovable en los últimos años está aumentando y potenciando situaciones de falta de reserva de potencia en el sistema, debido a las diferencias entre las previsiones de producción y la energía que finalmente se produce.

El 11 de mayo de 2012 entró en vigor el procedimiento de contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir en sustitución del antiguo de reserva de potencia insuficiente (RSI), vigente hasta dicho día.

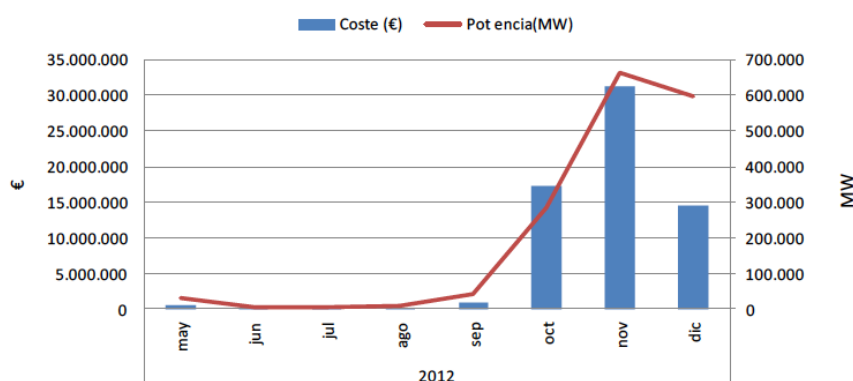


Figura 8.5. Evolución de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.

Fuente: CNE.

En la figura 8.5, se puede observar la evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir desde su puesta en marcha hasta el 31 de Diciembre de 2012. La asignación de potencia varía significativamente en función del mes:

- Desde la entrada en funcionamiento del mecanismo hasta el 30 de Noviembre de 2012, el 91% del total de la potencia asignada corresponde a los meses de Octubre y Noviembre, que supone el 97% del coste asignado [29]. Hasta esta fecha la tendencia del coste y la potencia asignada siguen una armonía.
- En Diciembre el coste del mecanismo de reserva de potencia adicional a subir disminuyó notablemente, en torno a la mitad que el mes anterior que superó los 30 M€. Sin embargo y a pesar de esta reducción en el coste, tan sólo se produjo una ligera reducción de la asignación de potencia. La CNE señala en su Informe

de Supervisión del Mercado Eléctrico para el mes de Diciembre de 2012 que la causa de este descenso pudo estar motivado por parte de los generadores al reducir la utilización de las condiciones de tipo “todo o nada” con distintos precios horarios en sus ofertas. De esta forma ofertas que anteriormente se desechaban en el algoritmo de casación por no cumplir dicha condición dando paso a otras más caras, comenzaron a aceptarse consiguiendo con ello precios por MW asignado menores.

- Desde el mes de Septiembre hasta Noviembre, se observa un incremento de la potencia asignada que desciende ligeramente en Diciembre. Analizando este hecho en paralelo a la cobertura de la demanda por parte de la tecnología eólica, ambos hechos siguen la misma tendencia. Destaca que en los meses de Septiembre y Octubre se produce una recuperación de la generación eólica frente a los meses previos de verano, que sumado a la disminución de la demanda respecto a los meses previos de verano también, hace aumentar el porcentaje de cobertura de la demanda de esta tecnología (en torno a un 16%). En Noviembre y Diciembre el porcentaje de cobertura de la demanda por parte de la generación eólica ascendió al 21% y 23% respectivamente [30], siendo ambos meses la tecnología con mayor contribución a la producción total del sistema.

Por otro lado, la CNE no descarta que la existencia de unidades de generación térmica que casan por debajo de su mínimo técnico<sup>30</sup> (no aporten reserva de potencia a subir), pueda haber impedido la casación de otras unidades que sí aportarían reserva, y por tanto haya influido este hecho en el mecanismo de reserva de adicional a subir, obligando al Operador del Sistema a realizar los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir sin tener en cuenta la energía casada por estas unidades. Esto habría hecho incrementar las necesidades de reserva de potencia adicional a subir.

Si se realiza una comparación<sup>31</sup> entre los años 2011 y 2012 del actual mecanismo de reserva de potencia adicional a subir con el antiguo de reserva de potencia insuficiente (RSI), como se puede ver en la figura 8.6, se aprecia que si bien la potencia asignada en los meses de Octubre y Noviembre principalmente, no presenta grandes variaciones con respecto al mismo mes del año anterior, el coste unitario se incrementa significativamente en 2012. Esto no ocurre así, en el mes de Diciembre de 2012, que en

---

<sup>30</sup> En los últimos periodos del año 2011, comenzó a ser común por parte de un gran número de centrales de ciclo combinado la práctica de ofertar al mercado diario por debajo de su mínimo técnico, siendo la diferencia entre el volumen de energía casado y el mínimo técnico variable, entre unas decenas de megavatios y 1 MWh. Este método podría haber supuesto el incremento de las necesidades de reserva y precios más altos de la energía, ya que las unidades trasladan el coste total del arranque a unas pocas horas en las que es requerido su funcionamiento. Con la entrada en vigor del nuevo procedimiento de reserva de potencia adicional a subir en Mayo de 2012, cesó esta práctica por parte dichas centrales térmicas, pero volvió a comenzar a ser habitual en Agosto de ese mismo año [CNE].

<sup>31</sup> En el mecanismo de RSI se asignaba un cierto volumen de energía, mientras que con el mecanismo de reserva de potencia adicional a subir, lo que se asigna es un volumen de potencia. Así pues, para comparar ambos mecanismos, es necesario corregir el importe del volumen de energía contratado por RSI. Para ello se resta a este valor el ahorro que supuso la bajada de esa misma cantidad de energía en la fase II de restricciones técnicas, valorándola al precio medio de dicha fase. La potencia aportada mediante el mecanismo de RSI se calcula como la diferencia entre el máximo técnico y el mínimo técnico de cada central programada por RSI.

contra de la tendencia anterior presenta una mayor potencia asignada y un coste notablemente inferior.

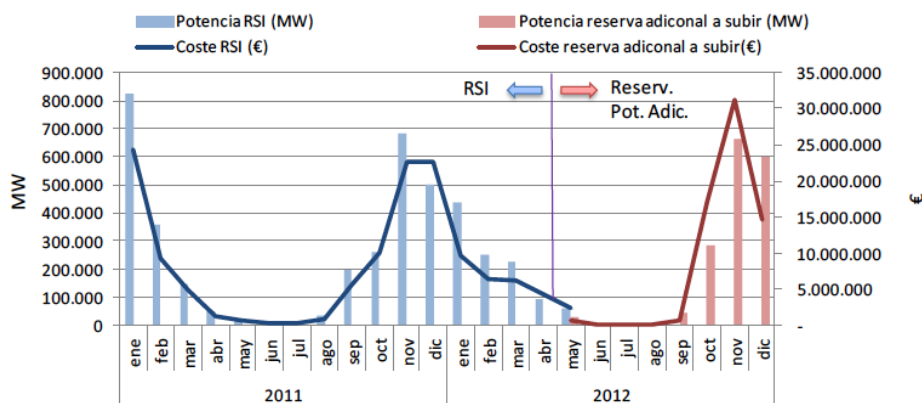


Figura 8.6. Mecanismo de RSI frente a reserva de potencia adicional a subir.  
Fuente: CNE.

### 8.1.3. Resolución de restricciones técnicas en PBF.

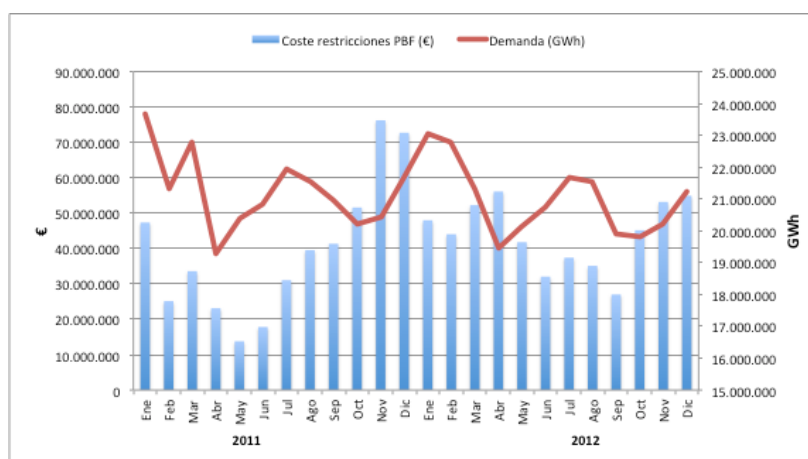


Figura 8.7. Coste mensual de restricciones técnicas al PBF.  
Fuente: CNE.

En el gráfico representado en la figura 8.7, se representa el coste mensual de restricciones técnicas al programa PBF frente a la demanda en barras de la central, teniendo en cuenta que hasta mayo de 2012 incluye el coste de mecanismo de reserva de potencia insuficiente (RSI). En general, el coste mensual de restricciones técnicas en PBF se ha incrementado en el año 2012 con respecto a los mismos periodos del año 2011. Dicha tendencia se rompe a partir de Agosto de 2012 y perdura hasta finales del mismo año, periodos éstos en los que el coste mensual es inferior con respecto al año anterior.

A finales de 2011, en los meses de Noviembre y Diciembre el coste mensual de las restricciones técnicas llega a alcanzar los 76 M€ según se puede observar en el gráfico de la figura 8.7. Coincide con una elevada energía a subir requerida para el proceso y un

precio más elevado que el resto del año 2011 (114,43 €/MWh en Diciembre frente a los 83,76 €/MWh de Enero de 2011). La CNE, destaca en estos periodos el ascenso de la programación de energía por restricciones técnicas en la Red de Transporte en la zona de Cataluña a consecuencia de la indisponibilidad de una de las centrales nucleares de la zona, que entre el 12 de Noviembre de 2011 y el 14 de enero de 2012 cesó su funcionamiento por mantenimiento. [25]

Por otro lado, en los últimos periodos del año 2011 y los primeros del año 2012, según la CNE, se observó la programación en el PBF de grupos térmicos con un valor inferior a su mínimo técnico. Estos programas no factibles de grupos térmicos contribuyen a incrementar las restricciones técnicas de carácter zonal/local<sup>32</sup>, y requirió la programación de grupos adicionales en el PVP para asegurar la disponibilidad de la reserva de potencia a subir demanda en el sistema. La CNE señala el elevado precio (supuso el máximo del mes) de la energía programada a subir en el proceso de restricciones técnicas al PBF, que se dio el día 11 de Enero en los periodos de las horas 19, 20, 21 y 22 y que ascendió a 16.889 €/MWh. Este elevado precio se dio al incorporar en la oferta de restricciones técnicas de energía a subir de unos pocos megavatios, el arranque del grupo térmico correspondiente. [25]

Teniendo en cuenta que el coste mensual de restricciones técnicas hasta Mayo de 2012 incluía el coste del mecanismo de reserva de potencia insuficiente, el aumento en los meses de Mayo, Junio y Julio de 2012 podría haberse debido a dos causas, bien un aumento de la energía que se requirió en el proceso de restricciones o bien un aumento del precio de las ofertas para la resolución de dichas restricciones. En la tabla 8.6, se puede ver que para estos tres periodos en el 2012 la energía a subir que se ha empleado en el proceso de restricciones se ha mantenido con respecto al año anterior, y no así el precio mensual que se ha incrementado en torno a un 40% (véase tabla 8.5)

A partir de la entrada en funcionamiento del procedimiento de *Reserva de potencia adicional a subir*, en Mayo de 2012, la práctica de que los grupos térmicos casasen energía en el mercado diario por debajo de mínimo técnico disminuyó. Hasta que en Agosto de ese mismo año dicha estrategia fue retomada por numerosos agentes, haciendo que sus ciclos combinados casasen muy ligeramente por debajo de su mínimo técnico (1 MW incluso). Como se puede observar en la tabla 8.6 la energía programada en la fase I del proceso de restricciones técnicas a subir del PBF disminuyó notablemente pero aumentó considerablemente el precio unitario de la energía programada para tal proceso (véase tabla 8.5). Este hecho se vio más acusado en el mes de Septiembre.

En los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre de 2012 se redujo esta práctica sensiblemente, aunque a pesar de que la energía programada en la fase I del proceso de restricciones técnicas a subir del PBF aumentó, también lo hizo y notablemente el precio unitario mensual de dicha energía, alcanzando el valor máximo de los años 2011 y 2012 en el mes de Diciembre, 201,35 €/MWh. En este mes, el precio horario máximo

---

<sup>32</sup> El hecho de que los programas de las centrales no sean factibles hace que dicha energía no se tenga en cuenta para realizar los análisis de seguridad del sistema, por lo que puede resultar necesario programar energía adicional para resolver restricciones si las hubiera.

se situó en un valor de 15.334,5 €/MWh para los periodos horarios H1, H2 y H3 del Viernes día 14 [7].

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Fase I Subir	83,76	82,10	84,88	80,83	73,05	80,16	92,58	91,13	106,28	106,75	106,28	114,43	73,05	114,43
Fase I Bajar	50,36	-	47,55	47,13	51,08	52,66	53,56	55,34	63,64	61,40	60,15	55,34	47,13	63,64
Fase II Subir	42,32	-	-	-	-	-	-	-	-	55,77	-	-	42,32	55,77
Fase II Bajar	39,31	46,97	42,85	42,89	46,82	48,25	48,15	48,64	58,74	56,60	40,96	40,64	39,31	58,74
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Fase I Subir	112,17	123,03	115,26	119,38	117,65	114,85	115,87	153,49	184,22	136,24	165,24	201,35	112,17	201,35
Fase I Bajar	56,01	61,21	58,33	-	49,87	56,89	56,91	53,04	44,78	55,98	48,52	-	44,78	61,21
Fase II Subir	-	-	-	-	-	-	-	56,72	-	-	-	-	56,72	56,72
Fase II Bajar	50,03	56,08	43,84	35,65	38,10	51,59	49,52	48,38	41,84	40,84	36,84	26,08	26,08	56,08

Tabla 8.5. Precio medio mensual de la solución de restricciones técnicas del PBF (€/MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Fase I Subir	1.065.690,9	715.691,4	804.268,3	609.661,7	526.279,5	560.756,7	701.591,0	939.772,6	870.616,6	1.049.865,7	1.167.556,3	985.893,1
Fase I Bajar	236,5	-	5.351,3	242,5	2.654,9	13.778,2	18.132,6	53.491,9	3.682,1	130.066,6	175,0	614,0
Fase II Subir	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	4.262,2	-	-
Fase II Bajar	1.065.460,4	715.691,4	802.650,0	609.419,2	523.624,6	546.978,5	683.812,6	886.522,0	866.934,5	931.415,3	1.167.381,3	985.279,1
2012	2012	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Fase I Subir	772.505,4	658.560,1	733.891,3	670.424,3	526.651,7	507.703,4	565.865,4	334.629,8	190.021,2	474.074,1	414.300,8	313.434,6
Fase I Bajar	601,7	2.801,0	8.987,9	-	7.328,6	10.944,7	14.381,5	7.833,9	5.198,4	2.762,4	50,0	-
Fase II Subir	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-	-	-	-
Fase II Bajar	771.903,7	655.952,4	725.053,4	670.424,3	519.393,5	496.758,7	551.812,6	327.248,9	185.260,8	471.311,7	414.250,8	313.434,6

Tabla 8.6. Energía mensual del proceso de solución de restricciones técnicas del PBF (MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

#### 8.1.4. Restricciones en tiempo real.

Como hecho destacable, durante el año 2012 el precio medio ponderado del proceso de restricciones técnicas en tiempo real (sentido subir energía) se incrementó un 78,29% con respecto al año 2011, no así la energía gestionada en ese mismo sentido que disminuyó un 3,2% respecto a 2011 también [34].

Analizando la programación por restricciones en tiempo real, en el gráfico representado en la figura 8.8, se puede observar que, si bien el requerimiento de este servicio para aportar reserva de potencia a subir<sup>33</sup> en los últimos meses del año 2012 (octubre, noviembre), aunque no es mayor que el mismo periodo del año 2011, sí lo es con respecto a meses anteriores del año 2012.

<sup>33</sup> El objetivo del proceso de restricciones en tiempo real por reserva de potencia a subir, es el de acoplar centrales térmicas para que aporten reserva, en aquellos en los que la reserva programada mediante el mecanismo correspondiente no sea suficiente para la cobertura de la demanda.

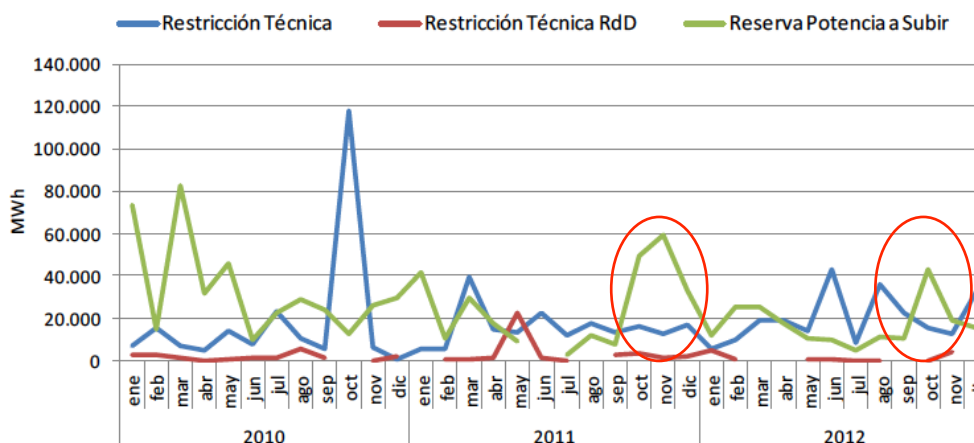


Figura 8.8. Evolución de la energía programada por Restricciones en tiempo real.  
Fuente: CNE.

Por el contrario, el importe total correspondiente a ese tipo de restricciones en tiempo real sí resulta significativamente más elevado en Octubre y Noviembre del año 2012, que en el resto de meses en ese mismo año, y periodos equivalentes en el año 2011 y 2010, como se puede ver en el gráfico de la figura 8.9. El máximo anual se situó alrededor de los 33 M€ en Octubre de 2012 y 11 M€ en Noviembre de 2011 (3 veces menos).

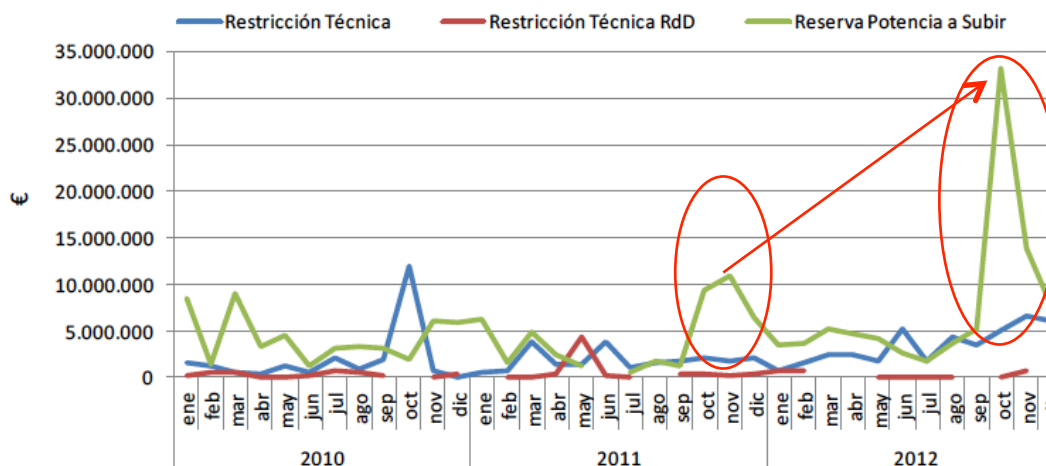


Figura 8.9. Evolución del importe de Restricciones en tiempo real.  
Fuente: CNE.

En el gráfico de la figura 8.10, se observa como también el coste unitario de las restricciones en tiempo real por insuficiente reserva a subir es mucho más elevado que en periodos anteriores.

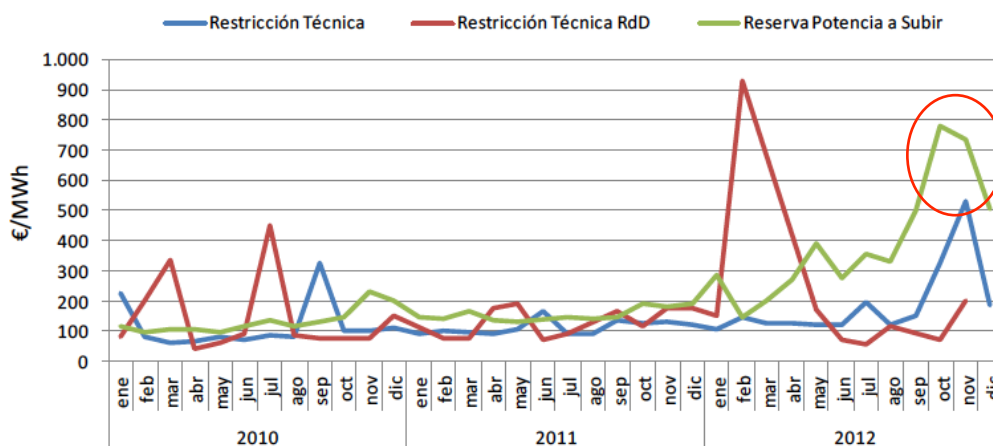


Figura 8.10. Evolución del coste unitario de Restricciones en tiempo real.  
Fuente: CNE.

En cuanto a las ofertas de energía al proceso de Restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva a subir se refiere, el volumen de energía ofertado por las centrales térmicas (carbón y ciclo combinado) no ha sufrido variación importante alguna durante los años 2011 y 2012, según publica la CNE en su último informe de 2012 de supervisión del mercado eléctrico. En cambio el precio de las ofertas a este proceso presentadas por los ciclos combinados ha experimentado un notable incremento, que se ha pronunciado durante el último cuarto del año 2012, según se puede ver en el gráfico de la figura 8.11.

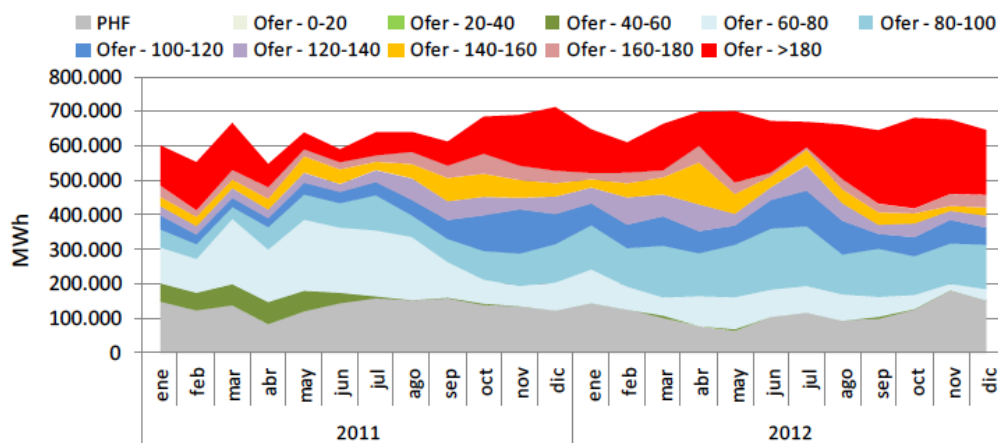


Figura 8.11. Ofertas (€/MWh) de restricciones en tiempo real de ciclos combinados.  
Fuente: CNE.

En el gráfico de la figura 8.11, en color gris se representan las ofertas correspondientes a centrales que en el día estaban casadas en el PHF correspondiente a la primera sesión del mercado intradiario o habían sido escogidas en el mecanismo de reserva de potencia adicional a subir. Las ofertas corresponden al periodo horario 21.

Así pues, el incremento sobre el coste final de la energía de la componente de Restricciones en tiempo real desde Septiembre a Diciembre de 2012, destacando el mes



de Octubre, se podría explicar como una combinación de los factores anteriormente: aumento de la energía asignada por restricciones en tiempo real por reserva de potencia a subir y pronunciado incremento del precio de las ofertas al proceso.

#### AÑO 2011

Sentido	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Subir	120,16	105,18	112,63	102,84	141,66	144,25	92,35	104,86	139,27	154,82	156,92	134,59	92,35	156,92
Bajar	11,51	20,21	24,35	27,14	27,38	27,72	37,42	19,17	28,43	24,28	18,69	31,61	11,51	37,42

#### AÑO 2012

Sentido	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Subir	162,53	139,79	135,29	138,44	158,45	133,51	156,89	154,70	200,60	600,11	565,91	260,24	133,51	600,11
Bajar	28,69	29,39	23,75	12,98	22,69	34,85	30,75	29,01	21,04	20,51	22,85	17,25	12,98	34,85

Tabla 8.7. Precio medio mensual de la solución de Restricciones en tiempo real (€/MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

En la tabla 8.7 se puede observar como a lo largo de los años 2011 y 2012 el precio medio mensual del proceso de Restricciones en tiempo real se ha mantenido homogéneo en un rango de entre 120 y 160 €/MWh, a excepción de los meses de Octubre y Noviembre de 2012 como ya se ha comentado en párrafos anteriores. En la tabla siguiente, se pueden observar en detalle los precios máximos y mínimos diarios correspondientes a dichos meses. Destaca el precio máximo de 4.285,61 €/MWh del día 29 de Octubre de 2012, que se dio a en los periodos horarios

OCTUBRE 2012			NOVIEMBRE 2012			DICIEMBRE 2012		
Fecha	Mínimo	Máximo	Fecha	Mínimo	Máximo	Fecha	Mínimo	Máximo
L - 01	73,33	351,94	J - 01	30,00	881,50	S - 01	68,22	677,19
M - 02	819,22	819,22	V - 02	60,00	60,00	D - 02	55,12	590,43
X - 03	178,00	420,90	S - 03	36,05	220,00	L - 03	121,58	164,77
J - 04	134,46	589,02	D - 04	69,10	121,58	M - 04	56,12	642,20
V - 05	1.493,44	2.191,92	L - 05	51,38	756,97	X - 05	66,29	1.161,74
S - 06	58,11	256,65	M - 06	77,46	1.226,18	J - 06	64,40	649,30
D - 07	91,93	659,92	X - 07	75,16	2.153,20	V - 07	112,19	658,12
L - 08	-	-	J - 08	78,39	1.184,42	S - 08	63,24	63,24
M - 09	55,90	380,12	V - 09	96,65	1.318,98	D - 09	-	-
X - 10	136,98	746,79	S - 10	87,15	656,73	L - 10	128,85	222,86
J - 11	55,50	1.527,32	D - 11	40,88	715,82	M - 11	120,71	451,96
V - 12	112,91	1.310,61	L - 12	602,24	1.096,08	X - 12	115,29	177,81
S - 13	46,00	1.905,05	M - 13	907,66	1.461,73	J - 13	79,31	566,27
D - 14	146,96	2.306,19	X - 14	61,04	2.806,48	V - 14	141,00	141,00
L - 15	70,60	853,27	J - 15	72,07	244,03	S - 15	50,00	50,00
M - 16	55,00	1.778,02	V - 16	51,08	51,08	D - 16	52,80	52,80
X - 17	30,34	1.560,40	S - 17	45,50	338,07	L - 17	59,00	738,64
J - 18	51,99	1.306,41	D - 18	90,90	1.362,35	M - 18	-	-
V - 19	54,50	1.241,23	L - 19	90,62	818,49	X - 19	55,00	2.668,25
S - 20	59,49	953,75	M - 20	76,58	349,02	J - 20	44,69	181,03
D - 21	78,00	557,43	X - 21	233,87	1.839,93	V - 21	50,40	74,12
L - 22	301,28	2.609,37	J - 22	42,49	2.415,17	S - 22	57,35	132,09
M - 23	1.741,27	1.757,70	V - 23	57,27	877,72	D - 23	42,00	748,77
X - 24	44,45	937,78	S - 24	70,00	779,75	L - 24	64,79	122,63
J - 25	70,30	3.004,28	D - 25	206,98	1.299,85	M - 25	111,37	181,03
V - 26	15,00	1.060,26	L - 26	563,85	2.420,12	X - 26	121,58	383,76
S - 27	58,96	83,63	M - 27	75,21	1.762,22	J - 27	55,00	556,98
D - 28	95,00	662,82	X - 28	59,68	665,88	V - 28	60,99	1.643,21
L - 29	55,00	4.285,61	J - 29	1.881,38	1.881,38	S - 29	47,50	274,91
M - 30	121,12	1.039,09	V - 30	1.474,11	2.237,17	D - 30	50,93	668,32
X - 31	59,50	1.292,07				L - 31	73,16	1.037,67

Tabla 8.8. Precios (€/MWh) máximo y mínimo diarios del proceso de restricciones en tiempo real.

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es).

Sin seguir tendencia alguna en más de una ocasión el coste unitario de restricciones soportado por la demanda se duplica con respecto a días anteriores, esto ocurre tanto en



las restricciones en PBF como en tiempo real, como se puede observar en el gráfico de la figura 8.12, en el que se ilustra la evolución de dicho coste para el mes de Octubre de 2012.

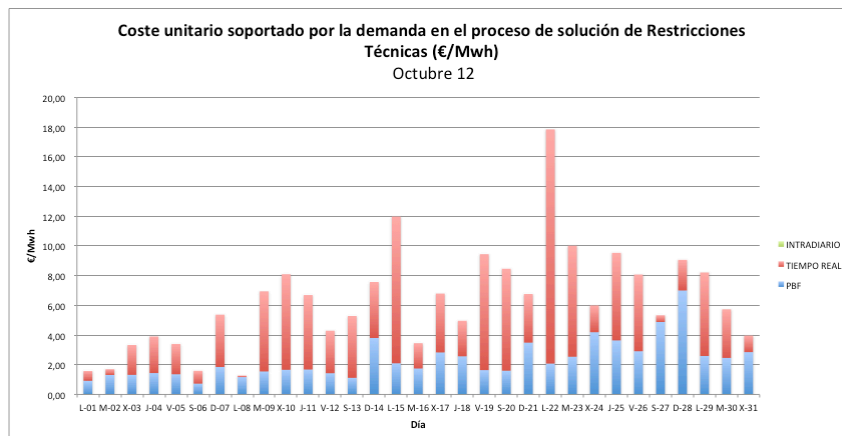


Figura 8.12. Coste unitario soportado por la demanda por restricciones técnicas (€/MWh).  
Fuente: REE.

Dado que el escenario de la red, la generación, la demanda y las indisponibilidades tanto de elementos de la red como de generación, varían de un día a otro, las restricciones pueden ser totalmente distintas día a día. Así pues las necesidades de generación para resolverlas serán distintas de un día a otro. Desde este punto de vista podría justificarse de alguna manera estas diferencias en el coste unitario que soporta la demanda por este concepto.

Ahora bien, el coste unitario soportado por la demanda debido a este proceso depende directamente del precio a que ofertan los generadores en el mercado de restricciones. Algunos agentes de mercado por la localización de sus centrales de generación en la red de transporte, poseen cierto poder de mercado local. Esto es, existe una ausencia de competencia que les dota de la capacidad de modificar el precio de mercado en beneficio propio.

### 8.1.5. Banda de regulación secundaria.

El precio medio de la banda secundaria se situó en niveles altos en los últimos meses del año 2011, Octubre y Noviembre, con un apreciado descenso en Diciembre. Durante el 2012 los precios medios han sido más elevados que el año anterior, en general todos los meses. El precio medio ponderado se ha incrementado en 2012 con respecto a 2011 un 77,34% como se puede ver en la tabla 8.9).

En los últimos meses del año 2011, destaca el precio máximo de 947,4 €/MW que se alcanzó el Miércoles 2 de Diciembre en el periodo horario H7 (desde las 6:00 h hasta las 7:00 h). En este periodo horario se produce el punto de inflexión de la demanda para ese día, es decir, después del valle nocturno es ésta la primera hora en la que la demanda de energía comienza a crecer. La demanda en esa hora según el programa P48 [7] de ese día se situó en 22.743 MW, valor típico de valle teniendo en cuenta que la demanda para la hora punta (H20) ese día fue de 37.544 MW. Más del 50% de la cobertura de la

demanda fue con energía de régimen especial, en torno a 13.800 MW [7], eólica principalmente. Así pues, la baja demanda y alta eolicidad hicieron que el número de grupos térmicos acoplados en el sistema que pudieran ofertar banda de regulación para esa hora fuera reducida. Esta situación dio lugar a la entrada de elevadas ofertas de los grupos térmicos acoplados, así como los grupos hidráulicos y de bombeo que ofertan conforme a sus costes de oportunidad<sup>34</sup> y el consiguiente aumento de precio.

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	16,10	9,55	9,02	9,70	10,87	12,32	13,29	16,03	19,25	26,97	28,41	18,76	9,02	28,41
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	19,71	25,29	28,54	40,37	22,30	22,58	21,47	28,66	33,53	36,57	32,18	26,42	19,71	40,37

Tabla 8.9. Precio medio mensual de banda de regulación secundaria (€/MW).

Fuente: www.esios.ree.es.

Octubre 2011.			Noviembre 2011.			Marzo 2012.			Abril 2012.		
Fecha	Mín	Máx	Fecha	Mín	Máx	Fecha	Mín	Máx	Fecha	Mín	Máx
S - 01	10,50	30,50	M - 01	16,26	35,00	J - 01	9,24	31,19	D - 01	6,78	52,00
D - 02	11,00	85,00	X - 02	16,13	947,70	V - 02	9,25	33,33	L - 02	9,09	26,00
L - 03	11,00	40,29	J - 03	13,35	240,00	S - 03	12,90	32,66	M - 03	8,69	35,80
M - 04	9,18	18,99	V - 04	9,57	128,88	D - 04	22,47	96,00	X - 04	12,77	47,77
X - 05	16,13	55,55	S - 05	25,00	90,00	L - 05	10,40	66,66	J - 05	20,77	57,02
J - 06	14,02	46,75	D - 06	22,95	140,00	M - 06	5,70	35,00	V - 06	20,00	74,60
V - 07	13,38	49,94	L - 07	6,00	91,71	X - 07	8,00	28,00	S - 07	30,50	92,14
S - 08	21,66	78,74	M - 08	7,15	25,42	J - 08	11,60	50,14	D - 08	13,68	64,28
D - 09	18,33	64,20	X - 09	6,75	25,00	V - 09	9,76	68,04	L - 09	13,26	50,50
L - 10	21,86	66,62	J - 10	7,13	17,71	S - 10	11,45	43,63	M - 10	13,97	84,15
M - 11	10,00	28,97	V - 11	8,50	53,54	D - 11	13,00	84,50	X - 11	12,00	99,20
X - 12	9,27	22,95	S - 12	9,77	65,80	L - 12	8,00	78,33	J - 12	10,00	45,00
J - 13	13,44	31,86	D - 13	7,50	255,55	M - 13	7,27	31,10	V - 13	18,64	85,74
V - 14	9,66	30,16	L - 14	8,66	99,10	X - 14	8,00	20,00	S - 14	21,60	93,90
S - 15	24,80	50,02	M - 15	9,16	31,00	J - 15	8,92	36,26	D - 15	30,52	180,00
D - 16	21,85	51,00	X - 16	8,00	27,42	V - 16	11,54	43,00	L - 16	10,25	135,00
L - 17	12,00	42,50	J - 17	8,33	16,27	S - 17	15,25	57,43	M - 17	14,24	63,60
M - 18	9,00	29,95	V - 18	12,00	19,72	D - 18	18,51	155,24	X - 18	9,90	78,55
X - 19	16,13	33,97	S - 19	7,22	27,31	L - 19	13,00	72,00	J - 19	14,40	138,10
J - 20	12,14	46,30	D - 20	9,61	24,32	M - 20	9,00	56,75	V - 20	18,99	89,93
V - 21	10,60	37,56	L - 21	8,15	20,17	X - 21	6,00	50,55	S - 21	17,90	67,40
S - 22	13,05	40,00	M - 22	9,16	48,00	J - 22	8,80	31,00	D - 22	14,80	43,73
D - 23	18,18	100,00	X - 23	8,46	45,60	V - 23	13,40	64,50	L - 23	15,00	60,80
L - 24	11,69	130,60	J - 24	7,92	30,55	S - 24	15,40	80,60	M - 24	13,64	120,00
M - 25	13,26	50,00	V - 25	8,34	24,65	D - 25	9,23	70,00	X - 25	15,73	88,40
X - 26	18,81	44,76	S - 26	7,30	21,73	L - 26	15,30	66,66	J - 26	14,70	92,30
J - 27	17,17	93,29	D - 27	12,00	22,31	M - 27	10,70	65,30	V - 27	9,16	49,63
V - 28	5,70	21,30	L - 28	8,00	21,43	X - 28	13,05	50,00	S - 28	15,00	43,50
S - 29	8,43	24,61	M - 29	5,88	22,01	J - 29	14,20	77,29	D - 29	7,08	37,00
D - 30	8,80	24,43	X - 30	11,00	30,22	V - 30	11,10	50,01	L - 30	7,01	39,99
L - 31	9,49	22,15				S - 31	11,00	71,20			

Tabla 8.10. Precio marginal de banda de Regulación Secundaria (€/MW).

Fuente: www.esios.ree.es.

<sup>34</sup> Las centrales hidráulicas regulables tienen un coste de oportunidad muy alto, que equivale a reservar el agua embalsada para producir en el futuro cuando el precio de mercado sea alto, normalmente en las horas de demanda punta.

Analizando otros días en los que el coste máximo de banda de regulación fue elevado también, como el Jueves 3 de Noviembre de 2011 (H7), el Domingo 13 de Noviembre de 2011, el Domingo 18 de Marzo de 2012 o el Domingo 15 de Abril de 2012 (H10), a partir de datos de demanda y balance energético [7], en todos ellos coincide que el precio máximo se da en una hora de muy baja demanda coincidente con el punto de inflexión de la curva demanda, y además la cobertura de la misma por el régimen especial y en particular la energía eólica supera el 50%. Teniendo en cuenta estos datos parece ser que el número reducido de grupos térmicos acoplados influye en las ofertas de banda de regulación, contribuyendo al alza de las mismas.

### 8.1.6. Gestión de desvíos y uso de regulación terciaria.

Al inicio del capítulo, en la tabla 8.1, se refleja que la energía gestionada de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos había aumentado en sentido subir y disminuido en sentido bajar en el año 2012 con respecto al año 2011. El sentido neto de la energía mensual es dispar pero con una mayor presencia de valores positivos en el año 2012. (Véase figura 8.15).

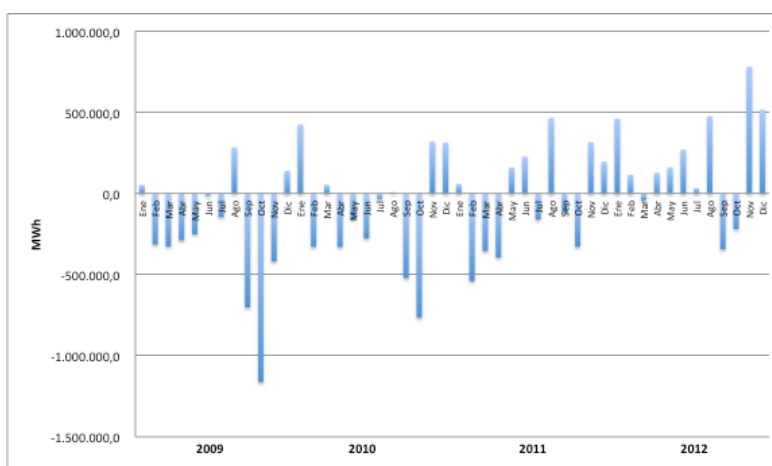


Figura 8.13. Energía neta de gestión de desvíos, regulación terciaria y regulación secundaria (MWh).

Fuente datos: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es).

Entre las causas de este balance de energía a subir positivo del año 2012, destaca el hecho de que la demanda programada por los sujetos de mercado tras las diferentes sesiones de los mercados intradiarios es inferior a la demanda finalmente servida en P48 [7], por lo que se requiere el uso de energía a subir en los servicios de ajuste para cubrir dicha demanda. La diferencia entre la energía prevista por los comercializadores elevada a barras de la central y la realmente consumida también elevada a barras de la central (que coincide con la energía producida), se denomina *energía de cierre*. [32]

Desde el 1 de Julio de 2009<sup>35</sup>, coincidiendo con la liberalización<sup>36</sup> del 100 por ciento de la demanda, la energía de cierre no se negocia en el mercado diario, sino que surge

<sup>35</sup> Antes del 1 de Julio de 2009 la energía demanda en el mercado diario por los comercializadores y los distribuidores coincidía con las medidas de contador de los consumidores puestas en barras de la central (más las pérdidas), y que era la energía producida. Esto se debía a que los distribuidores ajustaban su

como un desvío adicional del sistema. Y es por ello, que la energía necesaria para cubrir ese descuadre de energía precisa de la programación de servicios de ajustes adicionales, y que por tanto suponen un coste superior al que resultaría si su programación de la energía de cierre se hubiera realizado en el mercado diario. [32]

El uso de los servicios de ajuste de regulación terciaria y de gestión de desvíos se ha incrementado [32] desde el 1 de Julio de 2009 para cubrir en parte el descuadre en el cierre de energía.

El sobre coste<sup>37</sup> de la energía de cierre o descuadre repercute entre toda la demanda de forma proporcional a su consumo en las liquidaciones que realiza el Operador del Sistema, lo cual supone un encarecimiento en el coste de la energía adquirida en el mercado por los consumidores, siendo especialmente sensible en los grandes consumidores industriales. Este supone un valor estimado que oscila en el entorno de 1,5 a 20 M€ mensual, lo que suma un total de unos 100 M€ al año [26] que repercuten entre la demanda.

Por otro lado, la mayor participación de las energías de carácter renovable, dado que éstas tienen en muchos casos carácter no gestionable y presentan una gran variabilidad en sus entregas (energía eólica principalmente), hace que haya un mayor uso de la regulación terciaria y la gestión de desvíos, en ambos sentidos (a subir energía o bajar energía).

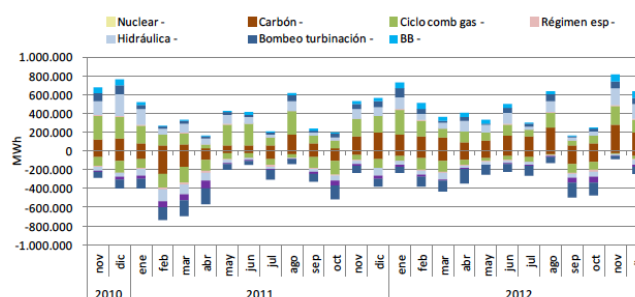


Figura 8.14. Energía de gestión de desvíos y regulación terciaria por tecnología.

Fuente: CNE.

demanda en el mercado diario tratando de minimizar la energía de cierre. Así pues la demanda de los distribuidores era igual a las medidas de los contadores de su zona (frontera transporte-distribución), más las pérdidas de transporte correspondientes a cada distribuidor y menos las medidas de los clientes liberalizados de su zona (medidas estimadas por los comercializadores afectadas por coeficientes de pérdidas estándares que no consiguen reproducir las pérdidas reales del sistema y perfiles). De este modo, el mercado diario estaba cuadrado en energía y coste, y la energía negociada o en su caso el servicio prestado estaba retribuido al agente que generaba la energía o prestaba el servicio por los agentes que la consumían o lo recibían.

<sup>36</sup> A partir del 1 de Julio de 2009, el 100% de la energía demanda es suministrada por los comercializadores, bien con precios libres o bien a través de la tarifa de último recurso. La energía adquirida en cada hora en el mercado diario se calcula como lo hacían los comercializadores antes de la liberalización de la demanda (mediante coeficientes de pérdidas estándares y perfiles), sin el ajuste que realizaban los distribuidores y esta energía no coincide con la realmente consumida (producida).

<sup>37</sup> Se entiende por sobre coste del cierre, como el sobre coste con respecto al precio del mercado diario que representan los servicios de ajuste necesarios para equilibrar la energía de cierre.

**SUBIR**

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	48,91	51,38	52,33	51,36	53,21	54,19	53,46	58,95	56,04	62,05	56,02	53,82	48,91	62,05
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	61,15	63,64	52,34	61,28	49,21	76,18	52,64	63,79	50,26	57,65	53,13	60,95	49,21	76,18

**BAJAR**

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	17,86	32,46	26,27	26,91	27,31	36,85	36,97	37,39	38,20	35,40	26,05	29,43	17,86	38,20
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Precio medio	35,76	34,12	26,24	19,34	23,19	26,72	30,84	36,73	26,21	25,74	23,10	25,43	19,34	36,73

Tabla 8.11. Precio medio mensual de gestión de desvíos a subir y bajar (€/MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

El precio medio mensual máximo del proceso de gestión de desvíos a subir se dio en Junio de 2012, con 76,18 €/MWh y con un precio máximo horario de 658 €/MWh para el Martes 26 de Junio en los periodos horarios H13 y H14, coincidiendo con la punta de demanda del día, 38.399 MW en la H14 en P48, superior a la demanda casada en el mercado diario para esa hora de 34.480 MW [7].

**SUBIR**

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Valores medios	50,45	57,38	56,40	52,13	54,33	55,94	56,57	61,49	63,72	70,00	63,37	56,80	50,45	70,00
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Valores medios	64,78	65,15	60,27	63,29	53,07	62,45	55,16	61,70	59,59	55,34	58,08	55,68	53,07	65,1

**BAJAR**

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Valores medios	14,69	27,42	19,05	19,61	23,83	30,00	28,09	26,71	35,06	30,50	24,73	22,22	14,69	35,06
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Valores medios	29,00	29,59	22,07	13,59	18,10	26,81	25,48	23,59	19,97	22,05	22,77	18,18	13,59	29,59

Tabla 8.12. Precio medio mensual regulación terciaria a subir y bajar (€/MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

El mes de Junio de 2012 presenta precios muy elevados tanto de gestión de desvíos como de regulación terciaria a subir, y sin embargo no es de los meses con más energía empleada a subir en ambos procesos (véase gráfico de la figura 8.16). En cuanto a las tecnologías empleadas destacar el volumen de la hidráulica y el bombeo consumo y turbinación frente a la térmica.

2011	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Subir	30,32	36,76	33,33	31,98	41,43	43,55	41,21	48,17	47,03	43,33	41,88	39,49	30,32	48,17
Bajar	45,67	50,24	48,98	47,41	51,96	52,89	52,68	57,60	60,60	60,33	53,41	53,84	45,67	60,60
2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Mín	Máx
Subir	44,35	43,21	36,74	30,52	35,36	45,36	41,59	43,72	33,85	33,77	39,07	35,19	30,52	45,36
Bajar	57,04	59,61	52,17	49,38	48,24	59,04	52,24	55,34	50,92	49,84	52,19	52,21	48,24	59,61

Tabla 8.13. Precio medio mensual de desvíos medidos (€/MWh).

Fuente: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

## 8.2. Propuestas de mejora.

### 8.2.1. Impacto del mecanismo de Resolución de restricciones técnicas en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Uno de los impactos derivado de la entrada en vigor del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, en Febrero de 2011 ha sido un menor funcionamiento de las centrales de ciclo combinado a favor de las centrales térmicas de carbón autóctono [41]. Este hecho ha influido en la formación de precios del mercado y en el funcionamiento de las otras tecnologías de generación, como se puede constatar en el análisis realizado de este servicio de ajuste en el presente proyecto.

Así pues, se proponen las siguientes medidas orientadas a reducir el coste del mecanismo de resolución de restricciones de garantía de suministro y su impacto en el mercado eléctrico:

#### 1. Eliminación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, para eliminar la distorsión del mercado que ocasiona.

La CNE se expresa en el mismo sentido, proponiendo también la eliminación del mecanismo en cuestión [31]. Por otro lado la previsión es que el mecanismo se mantenga hasta el 2014 (vigencia del RD 134/2010).

En su *Informe sobre el sector energético español* de 7 de Marzo de 2012 [31], la CNE realizó una previsión de los costes variables de generación de las centrales de carbón autóctono para el año 2012 a partir de los costes incluidos en la Resolución de 30 de Diciembre de 2011 de la SEE<sup>38</sup>, donde: tan sólo el 7% de las compras previstas para el 2012 supondría un coste de generación por encima de los precios del mercado actual, el 93% de las compras podría tener un precio que hiciera que éstas centrales no precisaran de incentivo adicional al precio de mercado para seguir funcionando y el 3% restante, podría ser programado en los meses del año en los que el precio del mercado es más elevado.

#### 2. Reducir el volumen de carbón nacional a consumir bajo el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Si se optara por mantener dicho procedimiento, una alternativa para que el coste que suponga este mecanismo para el consumidor eléctrico sea el mínimo posible, sería reducir el volumen previsto de quemado de carbón nacional por parte de las centrales adscritas al mecanismo, y de este modo también se reducirían las distorsiones que se crean en el mercado eléctrico por esta causa.

---

<sup>38</sup> Secretaría de Estado de Energía

En relación a esta medida la CNE, propuso [31] retirar la subvención a la extracción de carbón en minerías de cielo abierto, suponiendo un ahorro de 619 millones de euros en el periodo 2012-2014, un 50% del coste total.

### **8.2.2. Uso y coste del servicio de resolución de restricciones técnicas.**

A continuación se enuncian una serie de propuestas encaminadas a reducir el sobre coste que supone al sistema el empleo del servicio de ajuste de resolución de restricciones técnicas, que se imputa al consumidor de forma directa. Por un lado, se proponen medidas para reducir el uso del servicio, y por otro lado medidas para reducir el precio del mismo.

#### **8.2.2.1. Propuestas de mejora para reducir el uso del servicio de resolución de restricciones técnicas.**

##### **1. Identificar restricciones técnicas de carácter estructural.**

Identificación de aquellas restricciones que tienen carácter estructural y cuáles son los desarrollos de la red de transporte y distribución necesarios para reducir dichas restricciones, dando prioridad a los mismos en la Planificación del transporte y el desarrollo de la red de distribución. [31]

##### **2. Redes inteligentes: FACTS en la red de transporte.**

Actualmente, es habitual en general resolver las restricciones técnicas con la gestión de la generación para cubrir la demanda. Sin embargo es posible que en determinadas ocasiones la resolución de las mismas con la participación activa de la demanda o con dispositivos de nuevas tecnologías pudiera ser más eficiente.

En cuanto a nuevas tecnologías, se propone el empleo de FACTS (Flexible AC Transmission Systems) siempre que el análisis coste/beneficio lo justifique. Se trata de sistemas basados en electrónica de potencia que facilitan el control de uno o más parámetros de un sistema de transporte de corriente alterna, flujo de potencia y/o tensiones, con el objetivo de mejorar el control y modificar la capacidad de transferencia de potencia y aumentar así el rendimiento de la red de transporte. [41]

En la tabla 8.14, se muestran los tipos más importantes de los que se habla en la actualidad, y sus aplicaciones.

Variable a controlar	Problema	Acción correctiva	Controlador FACTS
Límites de tensión	Baja tensión debido al gran consumo	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
	Alta tensión debido a consumo ligero	Absorber potencia reactiva	STATCOM, SVC
	Alta tensión luego de una contingencia	Absorber potencia reactiva, prevenir sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR
	Baja tensión luego de una contingencia	Suministrar potencia reactiva	STATCOM, SVC
Límite térmico	Circuito de transmisión sobrecargado	Reducir sobrecarga	SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
	Desconexión de un circuito paralelo	Limitar carga de circuitos restantes	SSSC, UPFC, IPFC, TCPAR
Flujos circulantes	Reparto de carga en líneas paralelas	Ajustar reactancia serie	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Reparto de flujos de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Inversión de sentido de flujo de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR

Tabla 8.14. Clasificación y aplicación de FACTS.

Fuente: REE

### 3. Dotar al Operador del Sistema de herramientas regulatorias específicas.

Un ejemplo serían nuevos servicios complementarios, para evitar que se utilice el mecanismo de restricciones por motivos que no se correspondan con un problema de restricciones técnicas de carácter local o zonal. Esta medida, ya fue propuesta en el Libro Blanco de la Energía [35] en el año 2005, y precisamente en Mayo de 2012 entró en funcionamiento el nuevo servicio complementario de Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir (P.O. 3.9.) para evitar programar por restricciones grupos generadores para solucionar restricciones asociadas a una situación global de insuficiencia de reserva de potencia a subir en el sistema.

#### 8.2.2.2. Propuestas de mejora para reducir el precio de las ofertas de restricciones técnicas.

1. **Establecer un mecanismo para evitar la obtención de rentas elevadas y extraordinarias<sup>39</sup> por parte de los generadores a través de las ofertas presentadas para la resolución de restricciones técnicas en situaciones de dominio y ausencia o escasa competencia. [31]**

Dichas situaciones han sido posibles debido porque gran parte de las restricciones técnicas son debidas a problemas de tipo zonal y/o local y sólo pueden ser resueltas por un pequeño número de generadores, habitualmente pertenecientes al mismo titular, así lo contempla la CNE en la Propuesta de

<sup>39</sup> Los agentes alegan varias causas para justificar este comportamiento, que se podrían resumir en una, y es la insuficiencia de ingresos en los mercados eléctricos competitivos para cubrir los costes fijos de sus instalaciones. [40]



retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas [40].

**2. Supervisión de forma sistemática por parte del regulador, CNE, de las ofertas presentadas por los generadores para la resolución de restricciones técnicas.**

Se hace especialmente necesario en aquellos casos en los que se identifique ausencia de competencia para detectar posibles abusos para penalizar en su caso al generador. Obligando con ello al generador a justificar el precio de las mismas [35]. Si bien, esta acción conduciría a una actuación intensiva de la CNE <sup>40</sup> y la aplicación de sanciones individuales y reiteradas, con los procesos de alegaciones correspondientes.

**3. Revisar la cronología de la resolución de restricciones técnicas.**

Valorar la posibilidad de retrasar la resolución de algunas restricciones identificadas tras el mercado diario en los intradiarios. Es decir, contemplar la posibilidad de que alguna de las restricciones técnicas se solucionen en los siguientes mercados intradiarios sin necesidad de convocar grupos de forma específica para su resolución. De no alcanzar dicho objetivo en los mercados intradiarios el Operador del Sistema de vería obligado a resolver las restricciones en tiempo real. Así pues, se trataría de valorar por parte del Operador del Sistema la opción menos costosa, y la probabilidad de que las restricciones puedan solucionarse sin necesidad de emplear el servicio de ajuste correspondiente.

**4. Establecer una retribución regulada fijada administrativamente.**

Se aplicaría solamente en aquellos casos en los que la resolución de la restricción técnicas se lleve a cabo en un entorno no competitivo <sup>41</sup>. El mecanismo de oferta en competencia se aplicaría en aquellos casos de resolución de restricciones técnicas zonales o locales en los que participen unidades de propiedad de más de dos titulares.

El precio sería consensuado por las partes implicadas para un periodo de tiempo para evitar el hecho de tener que negociarlo cada vez que el grupo generador sea convocado para resolución de restricciones y se emplearía exclusivamente

---

<sup>40</sup> La CNC archivó el expediente sancionador S/0104/08 Eléctricas, en el que se investigaron las posibles prácticas anticompetitivas de las empresas eléctricas en el proceso de restricciones técnicas en el periodo 2004-2008. El objetivo fue investigar si las estrategias seguidas por algunas empresas eléctricas en la presentación de ofertas pudieran ser constitutivas de infracción como abuso de posición de dominio. La resolución del citado expediente del 15 de Septiembre de 2011 fue la inexistencia de prácticas prohibidas. [38]

<sup>41</sup> Se hace necesario definir entorno no competitivo. La CNE define como entorno no competitivo aquel en el que las centrales de la misma tecnología que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan como máximo a uno o dos titulares [40].

cuando el generador fuera llamado a producir por restricciones técnicas en entorno no competitivo.

El precio regulado de las restricciones a subir<sup>42</sup> se calcularía sobre la base de los costes variables estimados para la producción de cada una de las tecnologías, reflejando la variación temporal de los mismos e incluyendo otros costes como, el arranque de las centrales o los distintos valores de rendimiento según el nivel de carga de funcionamiento. Aquellas tecnologías en las que resulta complicado calcular los costes de producción (hidráulicas y régimen especial) se podría estimar un precio a modo de máximo de referencia publicado, superado el cual se procedería a investigar la oferta.[40]

También estaría el caso de aquellas tecnologías poco competitivas que sólo funcionan en el proceso de resolución de restricciones, y no pueden recuperar costes fijos a través de su participación en el mercado diario, en cuyo caso la retribución propuesta sería insuficiente. Sería necesario entonces señalar la importancia de disponer de un sistema de retribución de capacidad/disponibilidad que permita recuperar dichos costes cuando no sea posible en los mercados.

En su propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas [40], la CNE propone algoritmos y fórmulas de cálculo de los costes del servicio aplicables a la retribución regulada para las diferentes tecnologías, que no serán objeto de estudio en el presente proyecto.

La retribución regulada (aplicable en situaciones de ausencia de competencia) propuesta podría considerarse una distorsión en la consideración del proceso de resolución de restricciones técnicas como una parte del mercado de producción<sup>43</sup>. La CNE afirma que esta consideración no se vería vulnerada por el hecho de que se seguiría un procedimiento de mercado salvo cuando su solución no pueda plantearse en un entorno competitivo, o lo que viene a decir que se seguiría un procedimiento de mercado siempre que fuera posible. [40]

En cuanto al control de mercado o sistemas de retribución de servicios se refiere, en el resto de Europa destaca el caso del Mercado Eléctrico formado por la República de Irlanda e Irlanda del Norte Irlandés, el denominado Single Electricity Market (SEM). En 2008 implementó y puso en marcha un “Bidding Code of Practice” (Código de Conducta) con el objetivo de mitigar el poder de mercado así como evitar el doble pago por capacidad.

---

<sup>42</sup> Los despachos a bajar (congestiones de evacuación...) no suponen un coste extra para el sistema, puesto que se materializan como una anulación de programa.

<sup>43</sup> El párrafo tercero del artículo 11.1 de la LSE dispone que el “el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados”.

Este Código de Conducta consta de una serie de principios que deben seguir los generadores a la hora de formular sus ofertas al mercado. Considera que las ofertas deben estar basadas en los costes marginales a corto plazo, que es la forma coherente de actuar de un agente de mercado en condiciones competitivas. Entendiendo que cada componente del coste marginal se debe valorar como el coste de oportunidad al que pudiera adquirirse o revenderse, con respecto a un precio de mercado de referencia que sea relevante y accesible.[40]

El Regulador Norirlandés ha valorado positivamente la entrada en vigor del Código de Conducta.

### **8.2.3. Programación de reserva de potencia adicional, uso de energía de regulación y gestión de desvíos.**

En este apartado se enuncian propuestas de mejora bajo el objetivo de reducir la programación de reserva de potencia adicional, el uso de energía de regulación y la gestión de desvíos, y reducir por tanto, el coste de los servicios de ajuste que representan.

#### **1. Imputación del coste de los desvíos en función de su valor absoluto.**

Actualmente el coste de los desvíos de un agente depende del sentido del mismo, es decir, si el sentido del desvío coincide con el del sistema no se imputa coste, no así si el sentido del desvío del agente es opuesto al del sistema, en cuyo caso sí se imputa coste.

En el caso de las tecnologías gestionables, estas ajustan sus desvíos a favor y en contra del sistema en los mercados intradiarios, negociando a un precio intermedio entre el mercado diario y los servicios de ajuste.

En el caso de las tecnologías no gestionables, debido a la componente de aleatoriedad que existe, podría ocurrir que los agentes tratasen de aumentar la probabilidad de acompañar el sentido de desvío del sistema y evitar la imputación de coste alguno. Para ello, un agente preferiría quedarse corto en su programa cuando prevea que el sentido de las energías del sistemas fuese a subir (demanda>generación) y acompañar de esta forma al sistema, y viceversa.

Existiría por tanto, una ausencia de incentivo para las tecnologías no gestionables de ajustar su programa y mejorar sus previsiones, que llevaría al operador del sistema a programar más potencia de reserva, y un mayor uso de regulación terciaria y gestión de desvíos para hacer frente a los desvíos de programa de estas tecnologías. Por lo tanto, de acuerdo con lo expresado por la CNE [31], una posible propuesta de mejora al respecto sería elaborar un sistema de liquidación de desvíos en función de su valor absoluto, es decir, en ambos sentidos.

## 2. Energía de cierre.

El problema de la energía de la energía de cierre, es un problema de medida, cuyo origen se encuentra en que las medidas de contador de los productores no coincide hora a hora con las sumas de los consumidores elevadas a barras de la central mediante las pérdidas y perfiles estándares. Y además supone un sobre coste para el sistema, ya que el descuadre de energía se cubre mediante el uso de los servicios de ajuste de regulación. [32]

Así pues las propuestas de mejora que se plantean están encaminadas a:

- a. *Minimizar la energía de cierre*, ajustando las pérdidas y perfiles estándares teniendo en cuenta los distintos periodos horarios y estacionales del lugar para que las compras horarias de cada comercializador se ajusten al consumo real.
- b. *Negociar y programar la energía de cierre en el mercado diario*, en lugar de considerarla un desvío a cubrir con energía de servicios de ajuste, que resulta más caro.

## 3. Incremento del número de sesiones de los mercados intradiarios.

Con el diseño actual del mercado eléctrico y la elevada penetración de energías renovables no gestionables en el sistema, es muy importante ajustar los programas de dichas tecnologías lo más cerca del tiempo real que sea posible.

En la medida que dichos programas sean más fiables, el Operador del Sistema necesitará programar menos reserva de potencia adicional y banda de regulación secundaria. Con el fin de que las energías renovables puedan modificar sus programas con una mayor cercanía al tiempo real a medida que dispongan de más información de la disponibilidad de los recursos naturales, se propone incrementar el número de sesiones de mercado intradiario.

De esta forma se reducirían sus posibles errores de previsión en el tiempo y el coste imputable al consumidor que supondría el uso de servicios de ajuste para cubrir sus posibles desvíos.

## 4. Participación activa de la demanda.

Las propuestas realizadas hasta el momento para reducir el uso de energía de regulación, gestión de desvíos y la programación de reserva de potencia adicional están vinculadas a la generación.

Pero podría plantearse que los consumidores contribuyesen de forma activa al mantenimiento del equilibrio generación-demanda, que es objeto de los servicios de ajuste del sistema.

Se propone por tanto, que desde el lado de la demanda, los clientes puedan ser proveedores de un servicio de reserva de regulación mediante la reducción de

consumo de energía eléctrica. Así pues, en función de las características del consumidor, éste podría proveer un tipo de reserva u otra. Entre las características a valorar podrían estar:

- Consumo de energía del cliente.
- Rapidez con la que el cliente podría reducir su consumo de energía eléctrica tras una instrucción por parte del operador del sistema.
- Tiempo que podría mantener la reducción de consumo solicitada.

De este modo, los clientes con mayor consumo, que presten una respuesta rápida y mantenida durante un periodo corto de duración podrían ser proveedores de una reserva rápida.

O por el contrario, los clientes con respuesta más lenta pero que pueden mantener la instrucción durante un periodo de tiempo mayor, podrían ser proveedores de un servicio de reserva a corto plazo.

En el caso de clientes con consumos importantes, como es el caso de los grandes consumidores industriales, éstos podrían ser proveedores “directos” del servicio. El tipo de servicio dependería del proceso industrial o actividad del cliente.

Para clientes con consumos menores, a los que sería más difícil gestionar la provisión de los servicios mencionados y además, individualmente serían menos “visibles” en el conjunto del sistema, sería importante contar con la figura de un “agregador”, cuya función sería la de agregar unidades de consumo pequeñas y distribuidas para dar lugar a una unidad de consumo más grande y más flexible.

En Europa, National Grid (TSO británico), cuenta con este tipo de servicios proporcionados por parte de los consumidores para garantizar el equilibrio generación-demanda. [43]

En España, en cuanto a gestión de la demanda se refiere, está implantado el servicio de *Interrumpibilidad de la Demanda*. Se trata de un servicio prestado por los consumidores industriales, consistente en reducir la potencia activa demandada hasta un valor de potencia residual requerido, a petición del operador del sistema y en circunstancias críticas para la cobertura de la demanda.

## 9. Conclusiones

El contexto energético actual difiere mucho del que existía cuando se creó y puso en marcha el mercado de electricidad español, en 1998. Así pues, cambios tales como la importante penetración de energías renovables en el sistema, la disminución de la demanda o la producción de electricidad a partir de carbón autóctono a precio regulado, entre otros, han influido en el funcionamiento del mercado eléctrico y en consecuencia en el uso de los servicios de ajustes del sistema.

De la actividad de este proyecto se pueden extraer las siguientes conclusiones, que en general van en consonancia con las directrices que la CNE expone en su último informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad [44], publicado posteriormente a la elaboración de este proyecto.

Del análisis realizado de los servicios de ajustes durante los años 2011 y 2012, se ha concluido que en estos años se ha incrementado el uso de los mismos para ajustar los programas de producción a la demanda final. Y es por ello que se ha apreciado un incremento en la repercusión del sobrecoste en el precio final medio del mercado eléctrico por este concepto.

Por otro lado se ha observado que la búsqueda de propuestas de mejora para paliar la mencionada repercusión sobre los consumidores está abierta en la actualidad [31]. Hasta el momento se han sucedido cambios regulatorios parciales con la intención de adaptar el mercado eléctrico y los servicios de ajuste al contexto energético actual, pero podrían necesitar una revisión global con el objetivo de obtener la máxima eficiencia.

Así pues, los objetivos marcados al inicio del proyecto se han cumplido en su totalidad:

- Se han expuesto los servicios de ajuste del mercado eléctrico español, revisando sus reglas y procedimientos de operación para entender su funcionamiento.
- Se ha realizado un análisis de los resultados del mercado de servicios de ajuste del sistema eléctrico en los años 2011 y 2012.
- Del análisis de resultados y de la regulación existente, se han realizado propuestas encaminadas a reducir el precio de dichos servicios.

Desde el punto de vista personal, este proyecto fin de carrera me ha permitido profundizar y entender en detalle el funcionamiento de los servicios de ajuste del sistema, así como evaluar la repercusión sobre el precio final de la energía eléctrica, que tiene su actividad. Todo ello me aportará valor profesionalmente, y dado el continuo cambio al que está expuesto el entorno del mercado eléctrico y los servicios de ajuste, este proyecto supone un punto de partida para su seguimiento en un futuro.

## 10. Presupuesto.

En este capítulo se presenta un presupuesto para el proyecto, bajo la hipótesis de que se trata de un informe realizado por un consultor profesional. Se ha dividido en tareas a las que se ha asignado un número de horas trabajadas.

Este proyecto ha durado 9 meses de los cuales se ha trabajado a media jornada (20 horas semanales). Por lo tanto el número de horas asignadas al proyecto ha sido:

$$h_{tot} = 20 \left[ \frac{h}{sem} \right] \cdot 4 \left[ \frac{sem}{mes} \right] \cdot 9 \text{ meses} = 720 \text{ h}$$

Las tareas en las que se ha dividido el proyecto son las siguientes:

- Estudio del Sistema Eléctrico Español. Duración: 50 horas.
- Estudio del Mercado Eléctrico. Duración: 70 horas.
- Estudio del origen del precio de la energía eléctrica en España. Duración: 35 horas.
- Estudio del funcionamiento de los servicios de ajuste del mercado eléctrico español. Duración: 230 horas
- Análisis de los servicios de ajuste del mercado eléctrico español en los años 2011/2012. Duración: 125 horas.
- Búsqueda de soluciones y propuestas de mejora. Duración: 90 horas.
- Redacción de la memoria: 120 horas.

Se ha considerado que los honorarios correspondientes a un profesional con la cualificación necesaria para la elaboración de un informe de estas características son de 50€ por hora. De este modo el presupuesto asociado a la mano de obra del proyecto asciende a:

$$P_{mano\_de\_obras} = 720[h] \cdot 50 \left[ \frac{€}{h} \right] = 36.000€$$

Para realizar el trabajo es necesario considerar las amortizaciones de los equipos informáticos y las licencias utilizadas para los programas de software. Se ha realizado bajo la hipótesis de una vida útil para los equipos de hardware de 3 años (36 meses) y un valor aproximado de 600€, considerando una renovación de licencias informáticas de cada 2 años y un valor de 400€. La conexión a internet se estima en 20 €/mes. Así pues, el presupuesto asociado al material es:

$$P_{material} = \left( 600 \cdot \frac{9}{36} \right) + \left( 400 \cdot \frac{9}{24} \right) + 20 \cdot 9 = 480 €$$

El presupuesto total del proyecto es de:

$$P_{total} = P_{mano\_de\_obra} + P_{material} = 36000 + 480 = 36.480€$$



## 11. Bibliografía

- [1] Red Eléctrica de España, “*Los servicios de ajuste del sistema eléctrico español*”, Junio 2012.
- [2] OMIE <http://www.omie.es>
- [3] Red Eléctrica de España <http://www.ree.es>
- [4] Ministerio de Industria, Energía y Turismo <http://www.minetur.gob.es>
- [5] <http://www.energiaysociedad.es>
- [6] ALTERNATIVAS blog <http://blogs.elpais.com/alternativas/2012/10/la-integracion-de-las-energias-renovables-en-el-sistema-electrico.html>, 31 de Octubre de 2012.
- [7] Sistema de Información del Operador del Sistema e-SIOS <http://www.esios.ree.es>
- [8] Alberto Carbajo, “*Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema*”, Economía Industrial, no. 364, pp. 55-62, 2007.
- [9] Óscar Arnedillo, “*Modelos de Mercado Eléctrico. Paradigma competitivo y alternativas de diseño*”, Economía Industrial, no. 364, pp. 39-54, 2007.
- [10] Resolución de 30 de Julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 1.1. “Criterios de funcionamiento y seguridad”*. BOE de 18 de Agosto de 1998.
- [11] Resolución de 30 de Julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 1.1. “Condiciones de entrega de energía puntos frontera”*. BOE de 18 de Agosto de 1998.
- [12] Resolución de 13 de Julio de 2006 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 1.5. “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”*. BOE de 21 de Julio de 2006.
- [13] Resolución de 24 de Julio de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.1. “Programación de la generación”*. BOE de 10 de Agosto de 2012.
- [14] Resolución de 24 de Julio de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.2. “Resolución de restricciones técnicas”*. BOE de 10 de Agosto de 2012.
- [15] Resolución de 24 de Julio de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.2. “Resolución de restricciones técnicas”*. BOE de 10 de Agosto de 2012.
- [16] Resolución de 18 de Mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.3. “Gestión de desvíos generación-consumo”*. BOE de 28 de Mayo de 2009.
- [17] Resolución de 24 de Febrero de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.9. “Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir”*. BOE de 10 de Marzo de 2012.
- [18] Resolución de 27 de Octubre de 2010 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 3.10. “Resolución de restricciones por garantía de suministro”*. BOE de 28 de Octubre de 2010.
- [19] Resolución de 30 de Julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 7.1. “Servicio complementario de regulación primaria”*. BOE de 18 de Agosto de 1998.



- [20] Resolución de 18 de Mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 7.2. "Regulación secundaria"*. BOE de 18 de Mayo de 2009.
- [21] Resolución de 18 de Mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 7.3. "Regulación terciaria"*. BOE de 18 de Mayo de 2009.
- [22] Resolución de 10 de Marzo de 2010 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 7.4. "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte"*. BOE de 18 de Marzo de 2010.
- [23] Resolución de 24 de Julio de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía, *Procedimiento de operación del sistema 14.4. "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema"*. BOE de 18 de Agosto de 2012.
- [24] Comisión Nacional de Energía, *"Informe anual de supervisión del mercado eléctrico del año 2011"*, 2 de Febrero de 2012.
- [25] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Enero y Febrero de 2012"*, 15 de Marzo de 2012.
- [26] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Marzo y Abril de 2012"*, 5 de Junio de 2012.
- [27] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Mayo y Junio de 2012"*, 25 de Julio de 2012.
- [28] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Julio y Agosto de 2012"*, 3 de Octubre de 2012.
- [29] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Septiembre y Octubre de 2012"*, 4 de Diciembre de 2012.
- [30] Comisión Nacional de Energía, *"Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad de Noviembre y Diciembre de 2012 y avance de Enero de 2013"*, 6 de Febrero de 2013.
- [31] Comisión Nacional de Energía, *"Informe sobre el sector energético español. Parte III. Medidas sobre los mercados mayoristas de electricidad"*, 7 de Marzo de 2012.
- [32] Comisión Nacional de Energía, *"Propuesta de modificación de la regulación actual del cierre de energía"*, 28 de Abril de 2011.
- [33] Red Eléctrica de España, *"Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2011"*, Enero de 2012.
- [34] Red Eléctrica de España, *"Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2012"*, Enero de 2013.
- [35] José Ignacio Pérez Arriaga, *"Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España"*, 30 de Junio de 2005.
- [36] Juan Luis Ríos, José Luis Rapún, Gregorio Relaño, Ángel Chiarri, *"Mercados de electricidad en Europa"*, 2010.
- [37] Natalia Fabra Portela, Jorge Fabra Ultray, *"Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos"*, 2010.



- [38] Comisión Nacional de la Competencia, “*Resolución expediente sancionador S/0104/08 Eléctricas*”, 15 de Septiembre de 2011.
- [39] Escuela Técnica Superior de Ingeniería - Universidad Pontificia de Comillas, “*Curso Online de Proyecto y Construcción de Infraestructuras eléctricas de Alta Tensión*”, Módulo I, Tema 1.
- [40] Comisión Nacional de Energía, “*Propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas*”, 15 de Abril de 2012.
- [41] Comisión Nacional de Energía, “*Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro*”, 5 de Diciembre de 2012.
- [42] Resolución de 28 de Julio de 2008 de la Secretaría de Estado y Energía, *Procedimiento de operación del sistema 14.6. “Liquidaciones de intercambios internacionales no realizados por sujetos de mercado”*, BOE de 31 de Julio de 2008.
- [43] National Grid [www.nationalgrid.com/demandside](http://www.nationalgrid.com/demandside)
- [44] Comisión Nacional de la energía, “*Informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de la electricidad durante los últimos meses de 2012 y Enero de 2013*”, 16 de Mayo de 2013.
- [45] Comisión nacional de la energía, “*Criterio de cálculo del precio final medio de la energía en el mercado*”.

## Glosario

**Agente de mercado:** Entidad que puede acudir como participante en el mercado eléctrico español, tanto para compra como venta de energía. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

**Consumo de bombeo:** Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

**Comercializadores:** son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 54/1997.

**Desvíos a bajar.** Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

**Desvíos a subir.** Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

**Desvíos medidos.** Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

**Excedente/déficit de desvíos.** Diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda. Gestión de desvíos.

**Garantía de potencia:** Pago regulado que se incluye en el precio de la demanda peninsular para garantizar que existe potencia disponible suficiente a largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica. Desde el 1 de enero de 2008 ha sido sustituido por los Pagos por capacidad cuyo objeto es garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

**Pagos por capacidad.** Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

**Precio marginal:** precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los productores y el que pagan todos los consumidores que participan en dicha convocatoria.

**Precio medio:** cociente entre la facturación total y la demanda en consumo.

**Precio medio ponderado:** Resultado de multiplicar cada uno de los distintos precios medios por la energía correspondiente, sumar las cantidades así obtenidas y dividir dicha cantidad por la suma de las energías consideradas.

**Régimen especial:** producción de energía eléctrica acogida a un régimen económico singular procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a los 50 MW cuya generación proceda bien de la cogeneración o de otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, bien de grupos que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o de los que utilicen como energía primaria residuos no renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

**Régimen ordinario:** producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

**Tarifa de Último Recurso:** Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicaran las Tarifas de último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de 2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquellos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

**Unidad de producción:** grupo térmico, central de bombeo puro, unidad de gestión de centrales hidráulicas o unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, que vierte su energía a un mismo nudo de la red.

**Unidad de Programación (UP):** elemento mínimo con capacidad de ofertar en un mercado.

Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)